

UNITED STATES SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION
Washington, DC 20549
FORMULÁRIO 20-F
RELATÓRIO ANUAL EM CONFORMIDADE COM A SEÇÃO 13 OU 15(d)
DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934
Para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020
Número de arquivamento na Comissão: 001-14668

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL
(Nome Exato do Solicitante de Registro de acordo com o Especificado em Seu Estatuto)
Energy Company of Paraná **República Federativa do Brasil**
(Tradução em Inglês do Nome do Solicitante de Registro) (Jurisdição da Constituição ou Organização)
Rua Coronel Dulcídio, 800
80420-170 Curitiba, Paraná, Brasil
(Endereço da Sede)

Daniel Pimentel Slaviero
+55 41 3331 4011 – ri@copel.com
Rua Coronel Dulcídio, 800, 3º andar – 80420-170 Curitiba, Paraná, Brasil
(Nome, telefone, e-mail e/ou número de fax e endereço da pessoa de contato da companhia)

Títulos mobiliários registrados ou a serem registrados conforme a Seção 12(b) do Act:

Título de Cada Classe	Código de Negociação	Nome das Bolsas de Valores em que estão registrados
Ações Preferenciais Classe B, sem valor nominal*	N/D	Bolsa de Valores de Nova Iorque
<i>American Depositary Shares</i> (representadas por <i>American Depositary Receipts</i>), cada título representando uma Ação Preferencial Classe B	ELP	Bolsa de Valores de Nova Iorque

* Não para negociação, mas somente com relação ao registro de *American Depositary Shares* na Bolsa de Valores de Nova Iorque.

Títulos registrados ou a serem registrados conforme a Seção 12(g) do Act: Nenhum

Títulos para os quais há uma obrigação de comunicação de acordo com a Seção 15(d) do Act: Nenhum

Indique o número de ações em circulação de cada uma das classes de capital ou ações ordinárias do Emitente em 31 de dezembro de 2020:

1.450.310.800 Ações Ordinárias, sem valor nominal
3.271.420 Ações Preferenciais Classe A, sem valor nominal
1.282.975.430 Ações Preferenciais Classe B, sem valor nominal

* Reflete o desdobramento de ações ocorrido em 11 de março de 2021.

Indique se o interessado é um emiteente experiente e conhecido, conforme definido na Norma 405 do *Securities Act*.

Sim Não

Se este relatório é um relatório anual ou de transição, indique se o interessado não é obrigado a arquivar relatórios conforme a Seção 13 ou 15(d) do *Securities Exchange Act* de 1934.

Sim Não

Indique se o interessado (1) protocolou todos os relatórios exigidos pela Seção 13 ou 15(d) do *Securities Exchange Act* de 1934 durante os 12 meses precedentes (ou por períodos menores em que o interessado era obrigado a protocolar tais relatórios) e (2) esteve sujeito a tais requisitos de protocolamento durante os últimos 90 dias.

Sim Não

Indique se o interessado protocolou eletronicamente e publicou em seu sítio eletrônico, se houver, todos os Arquivos Interativos de Dados de protocolo e publicação obrigatórios conforme a Norma 405 do Regulamento S-T (§232.405 deste capítulo) durante os 12 meses precedentes (ou por períodos menores em que o interessado era obrigado a protocolar tais arquivos).

N/A

Indique se o interessado é um *large accelerated filer*, um *accelerated filer*, um *non-accelerated filer*, ou um *emerging growth company*. Ver definições de “*large accelerated filer*,” “*accelerated filer*,” e “*emerging growth company*” na Norma 12b-2 do *Securities Exchange Act* de 1934. (Marque uma opção):

Large accelerated filer *Accelerated filer*

Non-accelerated filer *Emerging growth company*

Se é uma *emerging growth company* que prepara suas demonstrações financeiras de acordo com os U.S. GAAP, indique, se o registrante tiver optado por não usar o período de transição estendido para cumprir com quaisquer normas contábeis financeiras novas ou revisadas de acordo com a Seção 13 (a) da *Exchange Act*.

O termo “norma contábeis financeiras novas ou revisadas” refere-se a qualquer atualização emitida pelo Conselho de Normas de Contabilidade Financeira em sua Codificação de Normas de Contabilidade após 5 de abril de 2012.

Indique com uma marca de seleção se o registrante apresentou um relatório e atestou a avaliação de sua administração sobre a eficácia de seu controle interno sobre relatórios financeiros de acordo com a Seção 404 (b) da Lei Sarbanes-Oxley (§ 15 USC 7262 (b)) por a empresa de contabilidade pública registrada que preparou ou emitiu seu relatório de auditoria.

Indique qual base de contabilidade o interessado usou para preparar as demonstrações financeiras contidas neste arquivamento:

U.S. GAAP IFRS Outra

Se a opção “outra” foi marcada em resposta à questão anterior, indique qual item de demonstrações financeiras o interessado decidiu observar.

N/A

Se este é um relatório anual, indique se o interessado é uma *shell company* (conforme definido na Norma 12b-2 do *Securities Exchange Act* de 1934).

Sim Não

Sumário

Apresentação de Informações Financeiras e Outras Informações.....	3
Afirmações Sobre o Futuro.....	4
Item 1. Identidade dos Conselheiros, da Alta Direção e dos Consultores.....	4
Item 2. Estatísticas de Oferta e Cronograma Esperado.....	4
Item 3. Informações Principais.....	5
Fatores de Risco.....	5
Item 4. Informações sobre a Companhia.....	22
A Companhia.....	22
Negócios.....	26
Concessões.....	50
Concorrência.....	58
Meio Ambiente.....	59
Ativo Imobilizado.....	60
O Processo de Desapropriação.....	61
O Setor Elétrico Brasileiro.....	62
Desenvolvimentos Recentes.....	82
Item 4A. Comentários da Equipe em Aberto.....	84
Item 5. Revisão e Perspectivas Operacionais e Financeiras.....	84
Visão Geral.....	85
Políticas Contábeis Críticas.....	89
Análise das Vendas de Energia elétrica e do Custo da Energia elétrica Adquirida.....	95
Resultados das Operações dos Exercícios Encerrados em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018.....	96
Liquidez e Recursos de Capital.....	102
Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados.....	108
Conselho de Administração.....	108
Diretoria.....	112
Conselho Fiscal.....	114
Comitê de Auditoria.....	115
Comitê de Indicação e Avaliação.....	116
Comitê de Investimento e Inovação.....	117
Remuneração dos Conselheiros, Diretores, Membros do Conselho Fiscal e Membros do Comitê de Auditoria.....	118
Empregados.....	119
Participação Acionária.....	121
Item 7. Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas.....	122
Acionista Majoritário.....	122
Transações com Partes Relacionadas.....	123
Item 8. Informações Financeiras.....	124
Ações Judiciais.....	125
Pagamento de Dividendos.....	126
Item 9. Oferta e Listagem.....	130
Item 10. Informações Adicionais.....	131
Estatuto Social.....	131
Contratos Relevantes.....	136
Controles de Câmbio.....	137
Tributação.....	139
Documentos à Disposição.....	145
Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Riscos do Mercado.....	145
Item 12. Descrição dos Títulos Mobiliários que não Ações.....	145
Item 12A. Títulos de Dívida.....	145
Item 12B. Garantias e Direitos.....	145
Item 12C. Outros Títulos.....	145
Item 12D. American Depositary Shares.....	145
Item 13. Inadimplementos, Atrasos de Dividendos e Infrações.....	146
Item 14. Modificações Relevantes dos Direitos dos Portadores de Títulos e Uso dos Produtos de Venda.....	146
Item 15. Controles e Procedimentos.....	147
Item 16A. Especialista Financeiro do Comitê de Auditoria.....	152

Item 16B.	Código de Ética.....	152
Item 16C.	Honorários e Serviços do Auditor Principal \f C \l 1	152
Item 16D.	Dispensa dos Padrões de Listagem para Comitês de Auditoria	153
Item 16E.	Compras de Ações pelo Emitente e por Compradores Coligados.....	153
Item 16F.	Mudanças no Contador Certificador da Companhia	153
Item 16G.	Governança Corporativa	153
Item 17.	Demonstrações Financeiras.....	156
Item 18.	Demonstrações Financeiras.....	156
Item 19.	Anexos	156
	Glossário de Termos Técnicos e Outros Termos	158
	Assinaturas	164

APRESENTAÇÃO DE INFORMAÇÕES FINANCEIRAS E OUTRAS INFORMAÇÕES

Neste Relatório Anual, referimo-nos à Companhia Paranaense de Energia – Copel e, a menos que de outro modo exigido pelo contexto, a suas subsidiárias consolidadas, como “Copel”, a “Companhia”, “nós” ou “nos”.

As referências a (i) “*real*”, “*reais*” ou “R\$” dizem respeito a reais brasileiros (plural) e ao real brasileiro (singular), e a (ii) “dólares americanos”, “dólares” ou “US\$” dizem respeito aos dólares dos Estados Unidos. Mantemos nossos livros e registros em reais. Alguns números incluídos neste relatório anual foram submetidos a ajustes de arredondamento.

As demonstrações financeiras consolidadas e auditadas da Copel em 31 de dezembro de 2020 e 2019, e para os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018 estão incluídas neste Relatório Anual. Preparamos nossas demonstrações financeiras consolidadas incluídas neste Relatório Anual de acordo com os Padrões Internacionais de Divulgação Financeira (*International Financial Reporting Standards*), ou IFRS, publicados pelo Conselho Internacional de Padrões de Contabilidade (*International Accounting Standards Board*), ou IASB.

As referências neste Relatório Anual a “Ações Ordinárias”, “Ações Classe A” (ou “Classe A”) e “Ações Classe B” (ou “Classe B”) dizem respeito às nossas ações ordinárias, ações preferenciais classe A e ações preferenciais classe B, respectivamente. Referências a “*American Depositary Shares*” ou “ADSs” dizem respeito a *American Depositary Shares*, cada um representando uma ação classe B. As ADSs são representadas por *American Depositary Receipts* (“ADRs”).

Alguns termos são definidos na primeira vez em que são usados neste Relatório Anual. Como usados no presente documento, “GW” e “GWh” significam, respectivamente, gigawatt e gigawatts-horas; “kW” e “kWh” significam, respectivamente, quilowatt e quilowatts-horas, “MW” e “MWh” significam, respectivamente, megawatt e megawatts-horas, e “kV” significa quilovolt. Esses e outros termos técnicos estão definidos no glossário técnico que começa na página 158.

AFIRMAÇÕES SOBRE O FUTURO

Este Relatório Anual contém afirmações sobre o futuro. Também podemos fazer afirmações escritas ou orais sobre o futuro em nosso relatório anual aos acionistas, em nossas circulares e nossos prospectos de oferta, em *press releases* e em outros materiais escritos e em afirmações orais feitas por nossos conselheiros, diretores ou empregados. Essas afirmações não são fatos históricos e são baseadas na percepção e nas estimativas atuais da administração sobre circunstâncias econômicas futuras, condições setoriais, desempenho e resultados financeiros. As palavras “espera”, “acredita”, “estima”, “projeta”, “planeja” e expressões similares, no que dizem respeito à Companhia, servem para identificar afirmações sobre o futuro. Afirmações sobre declaração ou pagamento de dividendos, implementação das principais estratégias operacionais e financeiras e planos de investimento de capital, direção de operações futuras e fatores ou tendências que afetam a condição financeira, a liquidez ou os resultados operacionais são exemplos de afirmações sobre o futuro. As afirmações sobre o futuro são válidas somente na data em que são feitas, e não assumimos qualquer obrigação de atualizar publicamente quaisquer delas à luz de novas informações ou eventos futuros.

As afirmações sobre o futuro envolvem apenas a perspectiva atual da administração e estão sujeitas a vários riscos e incertezas a elas inerentes. Não há garantia de que eventos, tendências ou resultados esperados vão efetivamente ocorrer. Chamamos sua atenção para o fato de que uma série de importantes fatores pode fazer com que os resultados efetivos sejam diferentes, de modo relevante, dos contidos em qualquer afirmação sobre o futuro. Tais fatores incluem os seguintes, mas a eles não se limitam:

- condições políticas e econômicas no Brasil;
- condições econômicas no Estado do Paraná;
- condições técnicas e operacionais relativas ao fornecimento de serviços de energia;
- ações judiciais;
- nossa capacidade de obter financiamento;
- desenvolvimentos em outros países de mercados emergentes;
- mudanças ou dificuldades em adaptar-se a regulamentos governamentais;
- concorrência;
- escassez de energia elétrica;
- Impactos do coronavírus (COVID-19); e
- outros fatores discutidos abaixo em “Item 3. Informações Principais—Fatores de Risco”.

Todas as afirmações sobre o futuro envolvem expressamente, em sua totalidade, a ressalva objeto deste alerta, e você não deve confiar em nenhuma afirmação sobre o futuro contida neste Relatório Anual.

Item 1. Identidade dos Conselheiros, da Alta Direção e dos Consultores

Não aplicável.

Item 2. Estatísticas de Oferta e Cronograma Esperado

Não aplicável.

Item 3. Informações Principais

FATORES DE RISCO

Riscos Relacionados a Nossa Companhia e Nossas Operações

Somos controlados pelo Estado do Paraná. Portanto as políticas e prioridades governamentais afetam diretamente nossas operações e podem ser conflitantes com os interesses de nossos investidores.

Somos controlados pelo Estado do Paraná, que detém 58,6% de nossas ações ordinárias em circulação com direito a voto na data deste Relatório Anual, e cujos interesses podem ser diferentes dos de outros acionistas. Como acionista majoritário, o Estado do Paraná detém o poder de controlar todas as nossas operações, incluindo o poder de eleger a maioria dos membros de nosso Conselho de Administração e determinar o resultado de qualquer ação que requeira aprovação dos portadores de ações ordinárias, incluindo transações com partes relacionadas e reestruturações societárias. Como nossas operações têm um impacto importante no desenvolvimento comercial e industrial do Estado do Paraná, o Estado do Paraná pode usar sua condição de nosso acionista controlador para decidir se devemos nos envolver em certas atividades e fazer certos investimentos destinados, principalmente, a promover suas políticas públicas ou objetivos sociais e não necessariamente atender ao objetivo de melhorar nossos negócios e / ou resultados operacionais. Além disso, processos envolvendo o Estado do Paraná podem afetar sua posição de acionista controlador e, portanto, podem impactar nossa estrutura de capital.

Estamos envolvidos em diversas ações judiciais que podem ter efeito adverso relevante sobre nosso negócio se seu desfecho nos for desfavorável.

Somos réus em vários processos judiciais, principalmente relativos a pretensões civis, administrativas, trabalhistas e tributárias. Os desfechos desses processos são incertos e, se nos forem desfavoráveis, podem resultar em obrigações que podem afetar adversamente nossos resultados operacionais. Em 31 de dezembro de 2020, nossas reservas para perdas prováveis eram de R\$ 1.555,7 milhões. Para informações adicionais, ver “Item 8. Informações Financeiras – Ações Judiciais”.

Estamos sujeitos a limitações quanto ao montante e a utilização de financiamento do setor público, que poderia nos impedir de obter financiamento e implantar nosso plano de investimento.

Nosso orçamento atual prevê dispêndios de capital para expansão, modernização, pesquisa, infraestrutura e projetos ambientais de aproximadamente R\$ 1.902,7 milhões em 2021. Como uma empresa controlada pelo estado, estamos sujeitos à Resolução nº 4.589/2017 do Banco Central do Brasil, que define o limite de exposição e limite global anual de crédito a entidades do setor público a serem observados por instituições financeiras e demais instituições autorizadas a funcionar pelo Banco Central do Brasil. O limite global anual que pode ser contratado em operações de crédito, com e sem garantia da União, pelos órgãos e entidades do setor público junto às instituições financeiras e demais instituições autorizadas a funcionar pelo Banco Central do Brasil é definido pelo Banco Central do Brasil Conselho por meio de inclusão de anexo à Resolução nº. 4.589/2017, estabelecendo, até o encerramento de cada exercício social, o limite para o exercício seguinte. Os valores máximos definidos para o exercício de 2021 são de até R\$ 9,0 bilhões para as operações com garantia da União e de até R\$ 11,0 bilhões para as operações sem garantia da União. Embora esses limites tenham aumentado recentemente, como resultado desses limites, podemos ter dificuldade em obter financiamento de instituições financeiras e outras instituições autorizadas a funcionar pelo Banco Central do Brasil, o que poderia criar dificuldades na implementação de nosso programa de investimentos. Além disso, alguns de nossos contratos de concessão têm disposições que limitam nosso nível permitido de endividamento, o que também pode afetar nossa capacidade de obter o financiamento necessário. Além disso, os requisitos e outros critérios adotados pelas instituições financeiras ao aprovar novas operações de financiamento podem estar relacionados a determinados cenários macroeconômicos brasileiros, bem como aos nossos indicadores financeiros, tais como nossos níveis de endividamento e outros indicadores geralmente considerados pelas instituições financeiras em seu risco de crédito. Não podemos garantir que esses requisitos e critérios serão atendidos. Como resultado desses regulamentos e disposições, nossa capacidade de incorrer em dívidas de certas fontes é limitada, o que poderia afetar negativamente a implementação de nosso programa de investimento.

Falhas em nossos controles de segurança cibernética ou divulgação não autorizada de informações, bem como o não cumprimento das leis existentes de privacidade e segurança de dados, podem afetar adversamente nossos negócios e reputação. Já sofremos ataques cibernéticos no passado, levando à indisponibilidade de parte de nossos sistemas.

Coletamos, armazenamos, processamos e utilizamos várias informações confidenciais relacionadas aos nossos negócios e operações. Durante o nosso curso normal dos negócios, também recolhemos e armazenamos os dados pessoais dos nossos clientes nos nossos centros de dados localizados em nossas próprias instalações.

Apesar de nossos controles de segurança cibernética, tecnologia da informação e infraestrutura (solarwinds), no passado tínhamos estivesmos e no futuro podemos estar vulneráveis a falhas causadas por falhas técnicas, negligência, acidente ou ataques cibernéticos. Essas falhas podem resultar na divulgação ou roubo de informações confidenciais, perda de integridade de dados, apropriação indébita de fundos e interrupções ou interrupções em nossas operações comerciais. Para obter mais informações sobre os ataques cibernéticos que sofremos, consulte o “Item 4. Informações sobre a empresa - Desenvolvimentos recentes”.

Estamos sujeitos à Lei Federal Brasileira nº 13.709 / 2018 (Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais, ou “LGPD”), que estabelece a estrutura legal a ser observada pelas empresas no processamento de dados pessoais, que entrou em vigor em 18 de setembro de 2020, mas suas penalidades governamentais não judiciais só serão exigíveis a partir de 1º de agosto de 2021, nos termos da Lei nº 14.010 / 2020. Em decorrência de quaisquer violações, incluindo eventual vazamento de dados pessoais, a partir de agosto de 2021, poderemos estar sujeitos a penalidades, como (i) advertência, com prazo para adoção de medidas corretivas; (ii) multa simples de até 2% de nossa receita no Brasil, limitada a R\$ 50 milhões por infração; (iii) multa diária, limitada a R\$ 50 milhões por infração; (iv) divulgação da infração depois de devidamente comprovada; e (v) eliminação dos dados pessoais a que se refere a violação. Além disso, qualquer incidente de segurança envolvendo dados pessoais pode prejudicar nossa reputação, o que pode ter um efeito adverso sobre nós, nossos negócios e nossos resultados operacionais. Embora as sanções governamentais ainda não estejam em vigor, sanções civis e criminais podem ser aplicadas em caso de violação das disposições da LGPD..

Contratamos uma empresa de consultoria externa para nos auxiliar na adaptação de nossos controles internos às novas regras de proteção de dados (especialmente LGPD). À medida que as ameaças cibernéticas continuam a evoluir, podemos ser obrigados a gastar recursos adicionais para continuar a modificar ou aprimorar as medidas de proteção ou para investigar e corrigir quaisquer vulnerabilidades de segurança que sejam descobertas no futuro.

A construção e a expansão de nossos projetos de transmissão e geração de energia envolvem riscos significativos que podem exercer um efeito adverso sobre a Companhia.

Nossas atividades relacionadas ao desenvolvimento de projetos de transmissão e geração dependem do consentimento de terceiros sobre os quais não temos controle. Além disso, o desenvolvimento do projeto está sujeito a riscos ambientais, de engenharia e construção que podem levar a custos excessivos, atrasos e outros impedimentos para conclusão em tempo hábil, dentro do orçamento de um projeto. Não podemos assegurar que (i) todas as licenças e aprovações exigidas para nossos projetos serão obtidas; (ii) que conseguiremos sócios do setor privado para qualquer de nossos projetos; e (iii) que nós ou qualquer de nossos sócios seremos capazes de obter financiamento adequado para nossos projetos ou que haverá financiamento disponível para nós fundamentado em garantia específica. Se não formos capazes de concluir um projeto ou se esse projeto estiver atrasado, isso pode diminuir nosso retorno financeiro esperado, o que pode resultar em perda do valor recuperável (impairment). Consequentemente, nossos custos podem aumentar ou podemos não atingir as receitas planejadas com relação a esses projetos de expansão, o que pode ter um efeito adverso sobre nossa condição financeira e resultados operacionais.

Dependemos em grande parte da economia do Estado do Paraná

Nosso mercado de distribuição energia elétrica está localizado no Estado do Paraná. Embora um mercado mais competitivo envolvendo possíveis vendas a clientes fora do Paraná possa se desenvolver no futuro, nosso negócio depende e espera-se que continue a depender em grande parte das condições econômicas do Paraná.

O fraco crescimento econômico do Brasil nos últimos anos levou à redução do consumo de energia no Estado do Paraná e no Brasil como um todo, resultando em sobras de energia no sistema interligado, consequentemente reduzindo (i) os preços de curto prazo e (ii) preços negociados no Mercado Livre. Ao mesmo tempo, os preços no mercado regulado têm subido de forma constante em função de deficiências no fornecimento de energia contratada pelas distribuidoras e da alta dos preços praticados no mercado de curto prazo em anos anteriores. Como resultado, os consumidores potencialmente livres vêm sistematicamente migrando para o mercado livre (ACL), com o mercado cativo das distribuidoras perdendo participação, desde 2018. Não podemos garantir que as condições econômicas no Paraná serão favoráveis para nós no futuro.

Além disso, um aumento nos preços da eletricidade, combinado com um fraco desempenho econômico no Estado do Paraná, afetaria a capacidade de alguns de nossos consumidores de distribuição de pagar os valores devidos a nós. Em 31 de dezembro de 2020, nossas contas a receber vencidas com consumidores finais eram de aproximadamente R\$ 643,1 milhões no total e nossa provisão para devedores duvidosos relacionada a essas contas a receber era de R\$ 212,3 milhões. Consulte a Nota 7 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Ainda, no caso de uma recessão econômica combinada com altos preços de energia, o número de nossos clientes de distribuição que se conectam ilegalmente à nossa rede de distribuição pode aumentar, o que reduziria nossa receita de vendas de eletricidade aos consumidores finais. A energia que perdemos com essas conexões ilegais é considerada uma perda comercial (não técnica) e podemos incorrer em penalidades regulatórias se nossas perdas comerciais excederem certos limites regulatórios estabelecidos pela ANEEL. Se a ANEEL determinar que não fomos eficientes na fiscalização e controle das perdas não técnicas na rede de distribuição, a agência pode limitar a transferência de tais perdas aos consumidores finais.

A interrupção das operações ou deterioração da qualidade dos nossos serviços, ou nos das nossas subsidiárias, poderia ter efeito adverso nos nossos negócios, situação financeira e resultados das operações.

A operação dos complexos sistemas e das redes de geração, transmissão, e distribuição de energia envolve vários riscos, como problemas operacionais e interrupções inesperadas, causados por acidentes, quebras ou falhas de equipamentos ou processos, desempenho abaixo dos níveis esperados de disponibilidade e eficiência dos ativos ou desastres (como explosões, incêndios, fenômenos naturais, deslizamentos, sabotagem, vandalismo e eventos similares). Além disso, as decisões operacionais das autoridades responsáveis pela rede de energia elétrica, questões ambientais, operações e outros assuntos que afetam a geração, transmissão ou distribuição de energia poderiam ter efeito adverso sobre o desempenho e a lucratividade das operações dos nossos sistemas de geração, transmissão e distribuição. Se essas questões ocorressem, nosso seguro poderia ser insuficiente para cobrir integralmente o custo e os prejuízos em que poderíamos incorrer como resultado dos danos causados aos nossos ativos, ou devido a faltas de energia.

Além disso, as receitas que as nossas subsidiárias geram com a construção, operação e manutenção das suas instalações estão relacionadas à disponibilidade de equipamentos e ativos e à qualidade dos serviços (continuidade e serviço, de acordo com os níveis exigidos pela regulamentação). Segundo os respectivos contratos de concessão, nós e nossas subsidiárias estamos sujeitos a: (i) redução da receita da distribuidora como resultado da redução da alocação denominada “Parcela B” na fórmula de cálculo da receita; (ii) redução da Receita Anual Permitida, (ou RAP) para empresas de transmissão; (iii) efeitos do Fator de Disponibilidade, (ou FID) e os níveis garantidos para as instalações de geração; e (iv) aplicação de multas e pagamentos dos valores de compensação, dependendo do escopo, gravidade e duração da indisponibilidade dos serviços e equipamentos. Sob a legislação brasileira, somos estritamente responsáveis por danos diretos e indiretos resultantes do suprimento inadequado de energia elétrica, como interrupções abruptas decorrentes dos sistemas de geração, transmissão ou distribuição. Portanto, as faltas de energia ou interrupções nas nossas instalações de geração, transmissão e distribuição, ou nas subestações e redes, podem causar um efeito material adverso sobre os nossos negócios, situação financeira e resultados das operações.

Estamos sujeitos a diversos riscos relacionados a questões socioambientais em nossos empreendimentos.

A construção e a operação dos nossos ativos podem alterar os ecossistemas, em especial a condição natural do recurso hídrico e da vegetação da bacia de inundação, no caso de usinas hidrelétricas. Os nossos

empreendimentos podem ocasionar também impactos diretos e indiretos na comunidade localizados na área do empreendimento, como deslocamento de moradias impactadas pelas obras. Além disso, podem afetar a produção econômica de comunidades locais, ocasionar perda de identidade cultural ou aumentar a demanda sobre os serviços públicos. Nestes casos, podemos implementar programas específicos para minimização e mitigação destes impactos.

Falhas em barragens sob nossa responsabilidade podem causar sérios danos às comunidades afetadas, aos nossos resultados e à nossa reputação.

As barragens são infraestruturas importantes para os nossos negócios, pois são componentes fundamentais das nossas usinas hidrelétricas, represando e armazenando água, o que representa a maior parte da nossa capacidade de geração de energia. No entanto, em qualquer barragem, existe um risco intrínseco de rupturas causadas por diferentes fatores internos ou externos. Portanto, estamos sujeitos ao risco de uma falha na barragem que poderia ter repercussões muito maiores do que apenas a perda de capacidade de geração de energia hidrelétrica. Uma falha na barragem pode resultar em danos econômicos, sociais, regulatórios e ambientais e potencial perda de vidas humanas nas comunidades a jusante das barragens, o que pode ter um efeito adverso relevante na imagem, nos negócios, nos resultados operacionais e nas condições financeiras da Companhia.

Nossa governança, conformidade e controles internos podem falhar na prevenção de violações de padrões legais, regulatórios, éticos ou de governança.

Somos obrigados a cumprir uma ampla gama de leis e regulamentos, incluindo anticorrupção, combate à lavagem de dinheiro e leis e regulamentos relacionados. Embora tenhamos uma série de regras e controles internos, estamos sujeitos ao risco de que nossos conselheiros, diretores, gerentes, funcionários, contratados, ou qualquer pessoa que possa fazer negócios conosco, possam se envolver em atividades fraudulentas, corrupção ou suborno, que podemos não identificar ou prevenir em tempo hábil.

Além disso, temos um grande número de contratos com fornecedores com ampla distribuição e terceirização das cadeias produtivas e não somos capazes de controlar todas as possíveis irregularidades ou garantir que nossos processos de seleção sejam suficientes para evitar que nossos fornecedores tenham problemas relacionados ao cumprimento legislação aplicável, sustentabilidade ou terceirização da cadeia produtiva em condições inadequadas de segurança.

Esses riscos são aumentados pelo fato de que nosso portfólio inclui empresas afiliadas, como sociedades de propósito específico, algumas das quais não detemos o controle acionário. Embora a Companhia disponha de um programa de integridade, com um processo robusto de apuração de denúncias e atualizações tempestivas, nossos sistemas podem não ser eficazes em todas as circunstâncias. Qualquer falha em nossa capacidade de impedir ou detectar descumprimento das regras de governança aplicáveis ou obrigações regulatórias poderá causar danos à nossa reputação ou outros efeitos adversos materiais em nossos resultados operacionais ou condição financeira.

As regras para negociação de energia elétrica e condições de mercado podem afetar os preços de venda de energia elétrica.

Realizamos atividades de comercialização por meio de contratos de compra e venda de energia, principalmente no Mercado Livre, por meio de nossas empresas de geração e comercialização. A comercialização de energia é afetada por mudanças na metodologia de cálculo do preço da energia no curto prazo (Preço de Liquidação de Diferenças, ou PLD). O PLD é atualmente determinado pelos resultados dos modelos de otimização da operação dos sistemas interligados utilizados pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Nessa apuração, podem ocorrer erros de entrada de dados ou erros no modelo, o que pode levar a uma alteração inesperada do PLD e possíveis reedições futuras do PLD. Dessa forma, existe o risco para o negócio comercial com relação à alteração desses modelos, erros de digitação e republicação do PLD, que podem gerar incertezas no mercado, redução da liquidez e perdas financeiras com variação inesperada de preços. A partir de 1º de janeiro de 2021, o PLD é calculado oficialmente para cada submercado por hora, conforme proposto pela Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP), de acordo com o cronograma de implantação definido pela Portaria MME nº 301/2019.

Adicionalmente, qualquer alteração nas regras de comercialização de energia relacionadas ao aumento de restrições à entrada de novos consumidores no mercado livre poderá afetar a expansão de nossos negócios de comercialização de energia.

Nosso negócio pode ser adversamente afetado pelo desempenho de nossos fornecedores ou contratados que não controlamos

Fornecedores, contratados e outros terceiros podem deixar de cumprir os contratos e obrigações existentes, o que pode impactar desfavoravelmente nossas operações e resultados financeiros.

Além disso, por sermos uma companhia aberta de economia mista, temos a obrigação legal de abrir processo licitatório para aquisição de equipamentos, materiais e serviços, o que pode não garantir a melhor qualidade dos serviços, equipamentos e materiais.

Estamos sujeitos a fatores climáticos e a incertezas que podem afetar adversamente nossas operações e resultados.

Nossas operações de geração, transmissão e distribuição de energia estão sujeitas a fatores climáticos e incertezas relacionadas aos chamados eventos climáticos severos, principalmente ciclones, furacões, inundações, secas e incêndios. Esses eventos podem levar à indisponibilidade de nossos sistemas de fornecimento de energia elétrica, impactando em penalidades de órgãos reguladores, reclamações de consumidores, ações judiciais, custos com restauração de sistemas, além de afetar negativamente nossos resultados.

Além disso, as operações de nossos parques eólicos estão sujeitas a fatores climáticos e a incertezas relacionadas à velocidade do vento. As autorizações que regem nossas atividades de geração de energia em parques eólicos estabelecem certas cláusulas de desempenho, que exigem que geremos quantidades mínimas de energia em bases anuais e quadrienais de acordo com as quantidades de energia vendidas nos leilões correspondentes. O não cumprimento de tais cláusulas pode afetar adversamente nossos resultados.

Nós podemos adquirir outras empresas no setor elétrico ou novas concessões de energia, como já fizemos no passado, o que poderia aumentar a nossa alavancagem financeira e afetar adversamente a nossa performance consolidada.

Prospectamos, constantemente, negócios relacionados ao nosso objeto social e alinhados ao nosso planejamento estratégico. Visando expandir nossos negócios, podemos vencer leilões para a construção e operação de novos empreendimentos de geração e de transmissão de energia, bem como realizar investimentos em empresas do setor, como já fizemos no passado. Essas aquisições podem aumentar a nossa alavancagem financeira ou reduzir o nosso lucro. Ainda, a integração dos novos negócios pode não apresentar a sinergia esperada em termos de ganhos de eficiência e economias de escala com as nossas operações, o que afetaria adversamente nossa performance operacional e financeira.

Disputas trabalhistas podem ocasionalmente interromper nossas operações.

Os nossos funcionários são representados por sindicatos. Divergências quanto às questões relativas a desinvestimentos, mudanças no direcionamento da estratégia de negócios, e reduções no quadro de profissionais, poderiam provocar manifestações trabalhistas. Greves, interrupções no trabalho ou outras formas de descontentamento trabalhista em qualquer um dos nossos principais fornecedores, contratadas ou em suas instalações poderiam prejudicar nossa capacidade de concluir projetos relevantes no prazo, impactando negativamente nossos resultados operacionais e afetar nossa capacidade de atingir objetivos estratégicos em longo prazo.

Riscos Relacionados com o Setor Elétrico Brasileiro e Outros Setores que Nós Operamos

Não temos certeza quanto à renovação de algumas de nossas concessões de geração e transmissão.

Nos termos da Lei Federal nº 12.783/2013, ou da Lei de Renovação de Concessões de 2013, somente poderemos renovar nossas concessões em vigor a partir de 1995 (e, no caso de instalações de geração, contratos de concessão de geração celebrados antes de 2003) por período adicional de 30 anos (ou um período adicional de 20 anos no caso de usinas térmicas), se concordarmos em alterar os termos do contrato de

concessão que está prestes a ser renovado para refletir novos termos e condições impostos pela Lei de Renovação de Concessão de 2013, que variam dependendo se a concessão é para geração, transmissão ou distribuição. Se não concordarmos em alterar o contrato de concessão para refletir essas novas condições, o contrato de concessão não poderá ser renovado e estará sujeito a um processo de licitação quando este expirar, o qual poderemos não vencer. Se não renovarmos nossas concessões de geração e transmissão ou se elas forem renovadas em condições menos favoráveis, nossa condição financeira e resultados operacionais poderão ser adversa e materialmente afetados. Para mais informações, veja “Item 4. Informações sobre a Companhia - Concessões”.

O contrato de concessão de nossa controlada Compagas está em discussão com o poder concedente

A Compagas celebrou um contrato de concessão com o Estado do Paraná, como Autoridade Concedente, segundo o qual a concessão expirará em 6 de julho de 2024. O objetivo desta concessão é fornecer serviços de distribuição de gás canalizado e outras atividades relacionadas a todos os segmentos do mercado consumidor, seja como matéria-prima ou para fins de geração de energia ou outros usos possibilitados pelos avanços tecnológicos.

O contrato de concessão de gás é parte do modelo bifurcado, em que parte dos investimentos realizados pela concessionária é paga pelos usuários do serviço público e o restante é indenizado pelo Poder Concedente, o Estado do Paraná, ao final do período da concessão.

Em 07 de dezembro de 2017, o Estado do Paraná promulgou a Lei Complementar nº 205/2017, estabelecendo nova interpretação quanto ao prazo de validade da concessão, levando ao entendimento de que o novo prazo de validade era 20 de janeiro de 2019. Não obstante o novo prazo previsto em lei estadual, esta concessão não foi objeto de prorrogação nem de nova licitação. De acordo com a legislação aplicável, a Compagas, como atual concessionária, pode continuar a operar a concessão até que uma nova concessionária seja nomeada.

Além disso, a Lei Complementar nº 227/2020 alterou a Lei Complementar nº 205/2017 para revogar a disposição de vencimento da concessão a partir de 20 de janeiro de 2019. Embora a atual Lei Complementar 227/2020 garanta que a concessão expira em 6 de julho de 2024, conforme originalmente previsto no contrato de concessão, e com o qual concordamos, não há garantia de que uma futura alteração legislativa altere novamente este cenário, obrigando-nos a para discutir novamente este assunto no tribunal.

Na hipótese de não prorrogação da concessão, mesmo que a Compagas tenha direito à indenização pelos investimentos realizados nos últimos 10 anos anteriores ao término da concessão, a situação financeira e os resultados das operações de nossa controlada podem ser adversamente afetados. Para obter mais informações, consulte a Nota 2.1.1 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Nossos resultados operacionais dependem das condições hidrológicas atuais, que são voláteis. O impacto da falta de água e as medidas adotadas pelo governo no sentido de preservar energia podem exercer um efeito adverso sobre nossos negócios, nossa condição financeira e nosso resultado operacional.

Dependemos das condições hidrológicas existentes no Brasil e na região geográfica em que operamos. De acordo com dados da ANEEL, aproximadamente 64,0% da capacidade instalada brasileira atual é proveniente de usinas de geração hidrelétrica. As condições hidrológicas na nossa região, e no Brasil, de forma geral, estão frequentemente sujeitas a mudanças imprevisíveis devido a desvios não-cíclicos da precipitação média.

Em ocasiões anteriores de pouca chuva, o governo brasileiro reagiu às más condições hidrológicas buscando reduzir o consumo de eletricidade pelos consumidores finais, por vários meios, de campanhas de conservação geral, para aumentar a conscientização pública, a programas de racionamento. O efeito das campanhas de conservação não é muito previsível, tornando difícil para nosso negócio de distribuição estimar com precisão o volume de energia que precisa comprar para venda aos consumidores finais. No caso de um programa de racionamento obrigatório, nosso negócio de distribuição seria adversamente afetado porque suas receitas são parcialmente baseadas no volume de eletricidade que fornece através de nossa rede de distribuição aos consumidores finais.

No que diz respeito ao nosso segmento de geração, visando compensar as fracas condições

hidrológicas e manter níveis adequados de água nos reservatórios, a ONS poderá determinar a redução de geração por parte das usinas hidrelétricas, o que poderia ser parcialmente compensado pela maior geração por parte das usinas termelétricas. Esse mecanismo de substituir a produção hidrelétrica pela produção termelétrica talvez não forneça toda a energia que necessitamos para cumprir nossas obrigações segundo os atuais contratos de fornecimento de energia. Para compensar esse déficit, nosso segmento de geração poderá ser obrigado a comprar energia no mercado de curto prazo, geralmente a preços mais elevados, e não seríamos capazes de repassar esses maiores custos. Esse mecanismo afeta todas as empresas de geração no Brasil, independente se a região geográfica na qual um gerador específico esteja localizado esteja vivenciando um baixo índice pluviométrico, o que poderia exercer um efeito material adverso sobre nosso segmento de geração. Para obter mais informações, consulte a Nota 14.1 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Além disso, em um cenário extremo, considerando a maior presença de geração termelétrica na matriz energética nacional, se houvesse escassez de gás natural, isso aumentaria a demanda geral por energia hidroelétrica no mercado, portanto, aumentaria o risco de instalação de um programa de racionamento.

Em relação ao nosso negócio de comercialização de energia, o efeito da volatilidade nas condições hidrológicas é o aumento da variação do preço da energia, que por sua vez aumenta a volatilidade do mercado de curto prazo, afetando nossos resultados operacionais. O preço spot (PLD) é determinado pelos resultados dos modelos de otimização da operação dos sistemas interligados utilizados pela ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) e pela CCEE. Os preços médios de energia no curto prazo ("spot") são calculados pela CCEE a cada hora e são definidos para cada submercado.

Quando há grande disponibilidade de recursos hidrológicos, o PLD tende a permanecer em níveis baixos, o que pode não ser suficiente para (i) cobrir os custos de geração dessa mesma energia (quando relacionado ao nosso negócio de geração) e (ii) cobrir o custo do contrato de compra e venda de energia em nosso negócio de comercialização de energia.

Por outro lado, se a disponibilidade hidrológica for afetada, o PLD tende a aumentar significativamente, além de impactar ocasionalmente o GSF, o que pode afetar adversamente nossos custos de compra de energia pois o preço estabelecido nos contratos de compra e venda de energia pode não ser suficiente.

A ANEEL pode nos penalizar por inobservância dos termos de nossas concessões ou das leis e regulamentos aplicáveis, e podemos não recuperar o valor integral de nosso investimento no caso de extinção de quaisquer de nossas concessões.

Nossas concessões têm prazos de 20 a 35 anos e podem ser prorrogadas se certas condições forem atendidas. No caso de deixarmos de cumprir qualquer termo de nossas concessões ou legislação ou regulamentação aplicável, a ANEEL pode nos impor penalidades, que podem incluir advertências, a imposição de multas potencialmente substanciais e restrições às nossas operações, entre outras. A ANEEL também pode rescindir nossas concessões antes do término de seus termos se deixarmos de cumprir suas disposições ou se determinar que rescindir nossas concessões seria de interesse público, por meio de um processo de caducidade ou desapropriação. Em particular, nosso contrato de concessão de distribuição renovado contém indicadores de qualidade e financeiros que se tornam mais restritivos ao longo do tempo e que devemos cumprir para garantir que nosso contrato de concessão de distribuição não seja rescindido. Se a ANEEL rescindir qualquer uma de nossas concessões antes de seu vencimento, não poderemos operar o(s) segmento(s) de nosso negócio que foram autorizados pela concessão. Além disso, qualquer compensação que possamos receber do governo federal pela parcela não amortizada de nosso investimento pode não ser suficiente para recuperar o valor total de nosso investimento. A rescisão antecipada ou não renovação de qualquer de nossas concessões ou a imposição de multas ou penalidades severas pela ANEEL poderia ter um efeito adverso relevante sobre nossa condição financeira e resultados operacionais. Consulte o "Item 4. Informações sobre a Companhia - O Setor Elétrico Brasileiro - Concessões".

Estamos sujeitos a uma regulamentação abrangente de nossos negócios, que afeta fundamentalmente nosso desempenho financeiro.

Nossos negócios estão sujeitos a ampla regulamentação de várias autoridades legais e regulatórias

brasileiras, especialmente o MME e a ANEEL, que regulamentam e supervisionam vários aspectos de nossos negócios e estabelecem nossas tarifas. Mudanças nas leis e regulamentos que regem nossas operações, que ocorreram no passado, podem afetar adversamente nossa condição financeira e resultados operacionais.

Por exemplo, as tarifas que cobramos pela venda de energia elétrica a consumidores cativos são determinadas de acordo com um contrato de concessão com o governo brasileiro por meio da ANEEL. A ANEEL tem ampla discricionariedade para estabelecer as tarifas que cobramos de nossos clientes, que são determinadas de acordo com um contrato de concessão e de acordo com a autoridade regulatória da ANEEL. Não podemos garantir que a ANEEL estabelecerá tarifas com taxas que nos sejam favoráveis. Na medida em que quaisquer de nossos pedidos de ajustes não sejam atendidos pela ANEEL em tempo hábil, nossa condição financeira e resultados operacionais podem ser adversamente afetados. Além disso, as decisões da ANEEL relativas às nossas tarifas podem ser contestadas por autoridades públicas ou por nossos clientes. As decisões administrativas e judiciais resultantes dessas contestações podem modificar as decisões da ANEEL de uma forma que nos seja desfavorável, o que pode afetar adversamente nossa condição financeira e resultados operacionais.

Se quaisquer regulamentações ou novas leis forem aprovadas pelo governo brasileiro para reduzir os preços da energia elétrica, essas novas leis e regulamentações podem ter um efeito adverso relevante em nossos resultados operacionais.

Certos consumidores em nossa área de concessão de distribuição podem deixar de comprar energia de nosso negócio de distribuição.

Nosso negócio de distribuição gera grande parte de suas receitas com a venda de energia que adquire de empresas de geração. Grandes consumidores de eletricidade dentro da área geográfica de nossa concessão que atendem a certas exigências regulatórias podem se qualificar como consumidores livres (“Consumidores Livres”). Um Consumidor Livre em nossa área de concessão de distribuição tem o direito de comprar energia diretamente de empresas de geração e comercialização de energia, em vez de por meio de nosso negócio de distribuição, caso em que esse Consumidor Livre deixaria de pagar nosso negócio de distribuição pela energia que fornecíamos anteriormente. Portanto, se o número de consumidores livres dentro da área geográfica de nossa concessão aumentar e na medida em que esses consumidores livres comprarem energia de outras fontes que não nossas empresas de geração e comercialização, nossas receitas e resultados operacionais seriam adversamente afetados. Além disso, os preços no Mercado Livre foram recentemente mais baixos do que no mercado regulado nos últimos anos, o que tem levado a um aumento no número de Consumidores Livres na área geográfica de nossa concessão.

Além disso, a ANEEL emitiu regulamentações relacionadas à micro e minigeração distribuída, o que tem facilitado aos clientes a compra ou locação de equipamentos de geração de energia, principalmente módulos solares fotovoltaicos, para a produção de energia para seu próprio consumo. Essa regulamentação está atualmente em revisão e seu resultado é difícil de prever. Se o número de clientes com micro e minigeração distribuída dentro da área geográfica de nossa concessão aumentar, nossas receitas e resultados operacionais também podem ser adversamente afetados.

Parte de nossas receitas operacionais é proveniente de consumidores livres, que podem buscar fornecedores de energia alternativos quando seus contratos conosco expirarem.

Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos 912 consumidores livres, que representavam aproximadamente 8,0 % da nossa receita operacional consolidada e cerca de 14,9 % do nosso volume total de energia elétrica vendida.

Em relação à nossa empresa de comercialização de energia, em 31 de dezembro de 2020, tínhamos 877 consumidores livres, representando aproximadamente 4,8 % de nossas receitas operacionais consolidadas e aproximadamente 8,6 % do nosso volume total de energia elétrica vendida em 2020.

A Copel GeT tinha 35 consumidores livres em 31 de dezembro de 2020. Aproximadamente 55,2 % dos megawatts-hora vendidos sob contratos a consumidores livres expiraram em 2020. Esses clientes representavam aproximadamente 6,3 % do volume total de energia elétrica vendida em 2020, e aproximadamente 3,2 % das receitas operacionais consolidadas. Nossos contratos com consumidores livres

normalmente têm duração entre dois e cinco anos no nosso negócio de geração de energia. Não pode haver garantia de que os consumidores livres fecharão contratos ou prorrogarão seus contratos atuais de compra da nossa energia.

Além disso, é possível que nossos grandes clientes industriais sejam autorizados pela ANEEL a gerarem energia elétrica para seu consumo próprio ou venda a terceiros, nesse caso poderiam obter autorização ou concessão para a geração de energia elétrica em um dado local, o que afetaria adversamente nosso resultado operacional.

Podemos ser forçados a comprar ou vender energia no no mercado de curto prazo (“spot”) a preços mais altos ou mais baixos e podemos não ter o direito de repassar qualquer aumento de custos ou perdas incorridas a nossos consumidores finais em tempo hábil, ou de forma alguma.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, os distribuidores de energia elétrica, incluindo a Companhia, devem contratar, por meio de licitações públicas conduzidas pela ANEEL, a compra de 100% de sua demanda de energia elétrica projetada para as respectivas áreas de concessão. Os leilões nos quais as distribuidoras podem comprar energia são mantidos até sete anos antes do efetivo fornecimento dessa energia. Não podemos assegurar que nossas projeções da demanda de energia em nossa área de concessão de distribuição serão precisas. Se nossas projeções ficarem aquém da demanda efetiva de energia elétrica, ou se não formos capazes de comprar energia através do mercado regulado devido à falta de energia no mercado, ou se uma empresa de geração não entregar a energia previamente contratada, poderemos ser obrigados a cobrir a diferença com contratos de curto prazo para compra de energia no mercado de curto prazo, no qual podemos pagar significativamente mais pela energia, sem que possamos repassar esses aumentos nos custos aos nossos consumidores finais. Além disso, se subestimarmos nossas necessidades de energia para distribuição, podemos estar sujeitos a penalidades impostas pela CCEE. Além do mais, se nossas projeções ultrapassarem a demanda real além da margem permitida (105% da demanda real), incluindo onde a demanda está deprimida devido a campanhas do governo em resposta às más condições hidrológicas ou devido à redução da atividade econômica, não poderemos repassar aos nossos consumidores finais o custo da energia em excesso que adquirirmos.

Estamos sujeitos ao risco de crédito de uma contraparte em contratos celebrados com a Copel Comercialização (Copel Mercado Livre) e, em caso de inadimplência, podemos ter que vender ou comprar energia por um preço base diferente.

A Copel Comercialização (Copel Mercado Livre) está sujeita ao risco de crédito de contraparte. Nos casos em que a Copel Comercialização vende energia, a contraparte compradora pode inadimplir o contrato, fazendo com que a Copel Comercialização tenha que vender a energia em outras bases de preço. Nos casos em que a Copel compra energia, seja de empreendimentos de geração de energia em operação ou em construção, ou mesmo de comercializadoras de energia, a contraparte vendedora pode inadimplir o contrato, fazendo com que a Copel Comercialização tenha que comprar a energia também em outras bases de preço e, ainda fique sujeita à penalidade regulatória por insuficiência de lastro contratual, aplicada pela CCEE. Embora a companhia adote medidas de análise de crédito em linha com os padrões do mercado e exija garantias de pagamento nos contratos de compra e venda de energia elétrica, não podemos garantir que nossas contrapartes não deixarão de honrar seus compromissos de pagamento ou de entrega da energia à Copel, o que pode afetar adversamente nossos resultados.

Estamos sujeitos ao risco de variação cambial caso passemos a realizar negócios de importação de energia, bem como se realizarmos negócios envolvendo gás natural.

Nossa subsidiária Copel Comercialização (Copel Mercado Livre) obteve autorização do Ministério de Minas e Energia para importar energia dos países vizinhos, Argentina e Uruguai, e caso passemos a efetuar negócios neste sentido, estaremos sujeitos ao risco de flutuação cambial. Esta subsidiária também foi autorizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis a atuar na venda de gás natural em todo o território nacional. Apesar do negócio de gás natural ainda possuir um mercado incipiente no Brasil, caso venhamos a realizar negócios nesta área, estaremos sujeitos ao risco de variação cambial, considerando que estas transações são realizadas em moedas estrangeiras.

Estamos sujeitos a perdas ou ganhos líquidos não realizados decorrentes da marcação a mercado dos

contratos de compra e venda de energia, podendo expor a Companhia ao risco do preço futuro da energia.

Nossa subsidiária Copel Comercialização (Copel Mercado Livre) negocia operações de compra e venda de energia, e parte de seus contratos são classificados como instrumentos financeiros derivativos mensurados a valor justo, por meio do resultado. As perdas ou ganhos líquidos não realizados decorrentes da marcação a mercado destes contratos (diferença entre os preços contratados e os de mercado) são reconhecidos no resultado do exercício. A atividade pode expor a Companhia ao risco do preço futuro da energia.

Nossos equipamentos, instalações e operações estão sujeitos a vários regulamentos ambientais e de saúde, que podem se tornar mais rígidos no futuro e resultar em maiores obrigações e maiores investimentos de capital.

Nossas atividades de distribuição, transmissão e geração estão sujeitas a abrangente legislação federal, estadual e municipal e a fiscalização pelas agências governamentais brasileiras responsáveis pela implementação de leis e políticas ambientais e de saúde. Essas agências podem tomar medidas coercitivas contra a Companhia por inobservância de seus regulamentos e das exigências estabelecidas para a manutenção de nossas licenças ambientais. Essas ações podem resultar, entre outras coisas, na imposição de multas e revogação de licenças, que podem ter efeito adverso relevante sobre nossa condição financeira e nossos resultados operacionais. Regulamentos ambientais e de saúde mais rigorosos também podem nos forçar a alocar capital para cumpri-los e, em consequência, desviar recursos destinados a investimentos planejados. Tais desvios podem ter efeito adverso material sobre nossa condição financeira e nossos resultados operacionais.

Somos estritamente responsáveis por quaisquer danos decorrentes de prestação inadequada de serviços de energia elétrica e nossas apólices de seguro podem não cobrir inteiramente tais danos.

Somos estritamente responsáveis sob a legislação brasileira por danos resultantes da prestação inadequada de serviços de distribuição de energia elétrica. Além disso, nossos serviços públicos de distribuição, transmissão e geração de energia podem ser responsabilizados por danos causados aos outros como resultado de interrupções ou perturbações resultantes dos sistemas de geração, transmissão ou distribuição de energia do país, sempre que essas interrupções ou perturbações não forem atribuídas a um membro identificável do Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”). Não podemos assegurar que as nossas apólices de seguro cobrirão integralmente os danos decorrentes de inadequada prestação de serviços de energia elétrica, o que pode ter um efeito adverso sobre nós.

Somos acionistas controladores de uma empresa que opera um negócio de distribuição de gás (Compagas) e, conseqüentemente, estamos expostos a riscos inerentes a esse setor.

Controlamos um negócio no setor de distribuição de gás, operado pela Companhia Paranaense de Gás - Compagas. Esta empresa tem direitos exclusivos em relação ao fornecimento de gás canalizado no Estado do Paraná. Os clientes desse negócio são termelétricas, usinas de cogeração, postos de gasolina, outras empresas e residências.

As empresas do setor de distribuição de gás estão sujeitas a um amplo conjunto de riscos inerentes ao seu funcionamento, inclusive entre os principais:

- Instabilidade regulatória,
- Escassez de gás natural,
- Dependendo de um único fornecedor no Brasil,
- Capacidade de financiamento de expansão,
- Falhas operacionais e acidentes na distribuição,
- Desempenho de prestadores de serviços terceirizados,
- Fontes de energia alternativa,
- Qualidade no serviço.

Como resultado dessas incertezas, não há garantia de que os objetivos de nosso negócio de distribuição de gás serão atingidos, o que pode afetar negativamente nossos resultados operacionais e nossos negócios.

Somos acionistas controladores de uma empresa que opera um negócio de telecomunicações (Copel Telecomunicações S.A.) e, conseqüentemente, estamos expostos aos riscos inerentes a esse setor.

Nós controlamos um negócio no setor de telecomunicações sob uma autorização concedida pela Agência Nacional de Telecomunicações (ANATEL). Esta empresa fornece serviços de telecomunicações através do uso de fibra ótica. Também fornece diversos serviços de telecomunicações para outras empresas do grupo Copel.

Em 09 de novembro de 2020, o leilão de desinvestimento da Copel Telecom foi realizado no B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão. O lance vencedor foi de R\$ 2,4 bilhões (valor patrimonial). Em 14 de janeiro de 2021, foi celebrado um Contrato de Compra e Venda de Ações para a alienação de 100% da Copel Telecom com o Fundo de Investimento Multi-Estratégico Bordeaux - Bordeaux Fundo de Investimentos em Participações Multiestratégia, licitante vencedor do leilão. Algumas condições precedentes, como a aprovação da ANATEL e do Conselho Administrativo de Defesa Econômica - “CADE”) ainda não foram concluídas. Dessa forma, o processo de alienação do controle da controlada Copel Telecomunicações SA ainda está em andamento e, caso as condições precedentes não sejam cumpridas, a operação poderá não ser concluída. A não conclusão dessa venda pode nos forçar a manter as operações no setor de telecomunicações por mais tempo do que o esperado.

As empresas do setor de telecomunicações estão sujeitas a um amplo conjunto de riscos inerentes à sua operação, tais como:

- Instabilidade regulatória,
- Aumento da concorrência,
- Mudanças tecnológicas,
- Capacidade de financiar nossa expansão,
- Falhas em sistemas tecnológicos e segurança da informação;
- Desempenho de prestadores de serviços terceirizados,
- Flutuações cambiais,
- Variação nos custos operacionais,
- Falhas operacionais,
- Qualidade no serviço.

Se não for possível viabilizar nossa proposta que considera o desinvestimento no controle da Copel Telecomunicações S.A., teremos que reavaliar nossa estratégia no setor de telecomunicações.

Considerando que encontra-se em andamento o processo de potencial desinvestimento no controle da subsidiária Copel Telecomunicações S.A., conforme aprovação do Conselho de Administração, o processo pode não se concretizar, por decisões judiciais ou por restrições impostas por órgãos reguladores ou outras entidades governamentais. A não concretização da venda pode nos forçar a reavaliar nossa estratégia de desinvestimento no setor de telecomunicações.

Não temos segurança quanto à velocidade de nossa capacidade de inovação tendo em vista as mudanças que o setor de energia está passando, impulsionadas pelo avanço das tecnologias.

O setor de energia elétrica está passando por mudanças impulsionadas: (i) pela descentralização dos sistemas de geração de energia; (ii) pelo avanço das tecnologias de armazenamento de energia; (iii) pela proliferação de tecnologias digitais que permitem que a energia seja produzida, transmitida e consumida de forma mais inteligente e eficiente; (iv) pelo crescimento de fontes de energia renováveis, como eólica e solar; e (v) pela tendência de descarbonização do sistema energético, como parte dos esforços globais de mitigação

das mudanças climáticas. Essas transformações apresentam muitos desafios e podemos não ser capazes de acompanhar o efeito da intensificação da digitalização do setor elétrico, assim como não acompanhar o potencial significativo de desenvolvimento de soluções, tanto para melhoria dos processos e da prestação de serviços aos consumidores quanto para a criação efetiva de novos produtos e serviços, com vistas a obter ganhos de produtividade, preços mais acessíveis, maior competição e na criação de novos mercados. Investimentos em pesquisa e desenvolvimento podem contribuir para minimizar riscos da transformação digital do setor elétrico e abrir novas oportunidades.

Riscos Referentes ao Brasil

O governo brasileiro tem influência significativa sobre a economia brasileira. As condições econômicas e políticas brasileiras - e a percepção dos investidores sobre essas condições - têm um impacto direto em nossa operação.

Historicamente, a situação política do país tem influenciado a performance da economia brasileira, e crises políticas afetaram a confiança de investidores e do público em geral, o que resultou em uma desaceleração econômica, redução dos ratings de crédito do governo brasileiro e emissores brasileiros, e uma alta volatilidade nos títulos emitidos fora do país por empresas brasileiras.

Além disso, o governo brasileiro tem exercido, e continua a exercer, uma influência significativa sobre a economia brasileira. Os nossos negócios, a situação financeira, os resultados das operações e perspectivas podem ser afetados adversamente pelas mudanças nas políticas governamentais, bem como por outros fatores, inclusive os seguintes, entre outros:

- flutuações na taxa de câmbio e volatilidade;
- inflação;
- alterações nas taxas de juros;
- políticas de controle de câmbio;
- política fiscal e mudanças nas leis fiscais;
- outros desdobramentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos que afetam o Brasil ou os mercados internacionais;
- controles sobre fluxos de capitais; e/ou
- limites ao comércio exterior.

Nos últimos anos, o Brasil enfrentou uma evolução fiscal adversa, com instabilidade política e econômica. O PIB brasileiro diminuiu 4,1% em 2020, cresceu 1,1% em 2019 e cresceu 1,3% em 2018. A taxa de desemprego foi de 13,5% em 2020, 11,9% em 2019 e 11,6% em 2018. A Inflação, conforme relatado pelo índice de preços ao consumidor (IPCA), foi de 4,52% em 2020, 4,31% em 2019 e 3,75% em 2018. A taxa básica de juros do Banco Central do Brasil (SELIC) era de 2,0% em 31 de dezembro de 2020, 4,5% em 31 de dezembro de 2019 e 6,5% em 31 de dezembro de 2018. Futuros acontecimentos econômicos, sociais e políticos no Brasil podem ter efeito adverso relevante sobre nossa condição financeira e os resultados operacionais, ou causar uma redução no valor de nossos títulos.

As mudanças ou as incertezas sobre a implementação das políticas acima podem gerar ou contribuir para as incertezas na economia brasileira. Estes fatores aumentariam a volatilidade do mercado de capitais nacional e o valor dos títulos e valores mobiliários negociados no exterior e afetaria adversamente nossos negócios, resultados das operações e situação financeira. Além do mais, considerando o sistema presidencial do governo brasileiro e a influência considerável do poder executivo, não é possível prever se o governo atual ou quaisquer governos sucessivos terão um efeito negativo adverso na economia brasileira e, conseqüentemente, sobre os nossos negócios.

Os efeitos da pandemia do coronavírus podem ter um impacto material adverso em nossas operações e resultados.

Em dezembro de 2019, o surto da Doença do Coronavírus 2019 (COVID-19), se espalhou pelo

mundo, sendo declarado pela Organização Mundial da Saúde (OMS) como o surto de pandemia de COVID-19, em março de 2020. O impacto na economia global e os mercados financeiros têm sido significativos e as consequências gerais ainda são incertas. Como resultado, a ANEEL, os Governos Federal e Estadual, especialmente o Estado do Paraná, promulgaram uma série de medidas e regulamentos em resposta ao surto de pandemia COVID-19, com o objetivo de proteger certos consumidores, como consumidores de baixa renda e serviços essenciais e atividades, preservando os serviços públicos de distribuição de eletricidade durante o surto de pandemia COVID-19.

Com relação ao mercado cativo da distribuição, a Copel pode experimentar no curto prazo (i) redução significativa da receita e arrecadação das cadeias de suprimento de energia, (ii) inadimplência de grandes clientes de alta tensão e (iii) inadimplência de clientes da classe comercial. No médio prazo, os impactos negativos da Copel podem se estender a outras classes de clientes, principalmente residencial. Um possível aumento da inadimplência de consumidores residenciais, aliado à redução da arrecadação e paralisação de diversas atividades comerciais e industriais, decorrentes de medidas de isolamento social, podem afetar adversamente os resultados financeiros e econômicos envolvendo as atividades do setor elétrico, principalmente o distribuidoras de eletricidade. Eventualmente, com a redução do consumo de energia, a Companhia pode ficar em uma posição acima do limite regulatório permitido para supercontratação de energia elétrica.

A Copel tem acompanhado as projeções de carga emitidas por órgãos oficiais do setor elétrico, fortemente impactadas pela queda no consumo dos segmentos comercial e industrial. Essa queda gerou notificações por parte dos compradores de energia, sob a perspectiva e alegação de caso fortuito e força maior gerado pelo surto de pandemia COVID-19, exigindo redução nos valores dos contratos de energia e / ou parcelamento das faturas inadimplentes.

Os impactos adversos do surto de pandemia COVID-19 também podem ser sentidos na implantação de projetos de geração e transmissão, ou na disponibilidade de ativos existentes decorrentes de ações locais, impedindo o acesso às instalações ou problemas com fornecedores do setor, também afetados pela Pandemia de surto de COVID-19.

Na medida em que o governo não adote uma solução conjunta para o setor de energia como forma de controlar ou eliminar um risco sistêmico, a Companhia pode sofrer, entre outros impactos, prejuízos de caixa, diminuição de sua lucratividade e impossibilidade de realizar determinadas atividades operacionais .

A Empresa estabeleceu um Comitê de Contingência à luz do surto de pandemia COVID-19 com o objetivo de monitorar e mitigar impactos e consequências atuais e futuras nas atividades da Empresa. O Comitê de Contingência tem quatro objetivos principais: (i) segurança das pessoas, (ii) continuidade das atividades essenciais da Companhia, (iii) monitoramento das diretrizes e exigências dos órgãos reguladores, e (iv) preservação das condições financeiras adequadas para suportar a crise . A Empresa também tem estado continuamente (A) monitorando os impactos da pandemia sobre (i) seus contratos e (ii) a liquidez do mercado de energia e sua precificação de curto prazo, bem como (B) envolvido e negociando com os relevantes autoridades para a implementação de diretrizes que garantam a manutenção da sustentabilidade econômico-financeira da cadeia de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia elétrica no Brasil.

As flutuações nas taxas de câmbio e a desvalorização do real podem afetar adversamente nosso lucro líquido e fluxo de caixa..

A moeda brasileira vem sendo desvalorizada em relação ao dólar americano e outras moedas estrangeiras. Ao final de 2018, a taxa de câmbio entre o real e o dólar americano era de R\$ 3,87 por US\$ 1,00. Em 2019, houve uma desvalorização de 4,0% do real frente ao dólar norte-americano. Ao final de 2019, a taxa de câmbio entre o real e o dólar americano era de R\$ 4,03 por US\$ 1,00. Em 31 de dezembro de 2020, a taxa de câmbio real x dólar norte-americano registrada era de R\$ 5,19 para US\$ 1,00, desvalorizando-se 28,8% em relação ao dólar norte-americano, em comparação com a taxa de câmbio registrada em 31 de dezembro de 2019. A desvalorização do real aumenta o custo de serviço de nossa dívida expressa em moeda estrangeira e o custo de compra de eletricidade de Itaipu - uma usina hidrelétrica, um de nossos principais fornecedores, que ajusta seus preços de eletricidade com base em parte nos custos em dólares dos Estados Unidos. De fato, a depreciação geralmente restringe o acesso aos mercados internacionais de capital e pode

levar à intervenção do governo. Também reduz o valor em dólares americanos de nossos dividendos e o equivalente em dólares americanos do preço de mercado de nossas ações ordinárias e ADSs.

A inflação e as medidas governamentais para reduzi-la podem contribuir para a incerteza econômica no Brasil, e poderiam reduzir nossas margens e o preço de mercado das ações classe B e ADSs.

O Brasil sofreu no passado taxas de inflação extremamente altas. Mais recentemente, os índices anuais de inflação no Brasil, medidos de acordo com a variação do Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (“IGP-DI”), foram de 8,26% no período de três meses encerrado em 31 de março de 2021, 23,7% em 2020, 7,7% em 2019, 7,1% em 2018 e (0,4)% em 2017. O governo brasileiro adotou no passado medidas para combater a inflação, como elevar a taxa básica de juros Selic, e as especulações do público sobre possíveis ações governamentais futuras tiveram efeitos negativos significativos sobre a economia brasileira. Embora nossos contratos de concessão prevejam reajustes anuais com base em índices de inflação, se o Brasil sofrer inflação substancial no futuro, e se o governo brasileiro adotar políticas de controle da inflação semelhantes às adotadas no passado, nossos custos podem aumentar mais rápido que nossas receitas, nossas margens operacionais e líquidas podem diminuir e, se faltar confiança dos investidores, o preço das ações classe B e ADSs pode cair. Pressões inflacionárias podem também restringir nossa capacidade de acesso a mercados financeiros estrangeiros e levar a uma maior intervenção do governo na economia, incluindo a adoção de políticas governamentais que possam afetar adversamente o desempenho da economia brasileira como um todo.

Alegações de corrupção política contra o governo federal brasileiro e o poder legislativo poderiam resultar em instabilidade econômica e política

Atualmente, vários membros dos poderes executivo e legislativo, antigos e atuais, estão sendo investigados como resultado de alegações de conduta ilegal e antiética identificadas na Operação Lava-Jato, investigação que está sendo conduzida pelo Ministério Público Federal, e vários políticos e empresários foram presos. O possível resultado dessas investigações é desconhecido, porém já exercem um efeito adverso sobre a imagem e a reputação das empresas investigadas, além de afetar adversamente a percepção geral do mercado sobre a economia brasileira, inclusive nosso negócio, condições financeiras e resultado de operações, bem como o valor de mercado de nossas ações e ADSs. Ademais, a conclusão desses processos ou outras alegações de conduta ilícita pode exercer efeitos adversos adicionais sobre a economia brasileira. Não podemos prever se as referidas alegações resultarão em maior instabilidade ou se novas alegações contra representantes do governo serão levantadas no futuro. Além disso, não podemos prever os resultados das referidas alegações e seus efeitos sobre a economia brasileira.

Mudanças nas políticas tributárias brasileiras podem surtir efeitos adversos sobre nós e nossos acionistas

O governo brasileiro já, em situações passadas, alterou suas políticas fiscais de formas que afetaram o setor elétrico, e pode tornar a fazê-lo. Estas mudanças incluem aumentos nas alíquotas que afetam as empresas do setor energético e, ocasionalmente, a introdução de impostos temporários com propósitos governamentais específicos. Se não formos capazes de ajustar nossas tarifas adequadamente, podemos ser afetados negativamente. Tendo em vista a intenção do Governo Federal de substituir as Contribuições ao PIS / PASEP e Cofins pela Contribuição sobre Bens e Serviços - CBS (Projeto de Lei nº 3887/2020), formalizamos um conjunto de trabalhos para avaliação de impactos e riscos que esta mudança pode ter nos nossos resultados. Atendendo ao mercado em que operamos, com tarifas reguladas e contratos bilaterais, que se espera reequilibrar os preços na eventualidade de novos impostos, o nosso grupo de trabalho concluiu que os impactos para a Empresa serão reduzidos. No entanto, para os consumidores finais de nossa área de concessão de distribuição, estimamos que os impactos serão médios, tendo em vista o possível aumento das tarifas devido ao aumento da alíquota do novo imposto.

Também existem projetos de lei em discussão no Congresso Nacional do Brasil que podem afetar a forma de cobrança de impostos no Brasil, incluindo a cobrança de renda sobre os dividendos, o que pode afetar adversamente nossos acionistas.

Acontecimentos negativos em outras economias nacionais, especialmente naquelas de países em desenvolvimento, podem afetar negativamente investimentos estrangeiros no Brasil e o crescimento econômico do país.

Investidores internacionais geralmente consideram o Brasil como um mercado emergente. Historicamente, acontecimentos adversos na economia de mercados emergentes resultaram em uma percepção por parte de investidores de um maior risco nos investimentos em tais mercados. Essas percepções em relação a países com mercados emergentes têm afetado significativamente o valor de mercado de títulos de emissores brasileiros. Além disto, apesar das condições econômicas serem diferentes em cada país, as reações dos investidores em um país podem impactar os valores de títulos de outro país, incluindo aqueles do Brasil e isto pode diminuir o interesse em títulos brasileiros, incluindo os nossos.

Riscos Relacionados com as Ações Classe B e ADSs

Os detentores de ADSs podem não ter todos os direitos de nossos acionistas e podem não ser capazes de exercer os direitos de voto ou de preferência relativos às ações subjacentes às suas ADSs.

Os detentores de ações classe B e, portanto, de ADSs podem não ter os mesmos direitos atribuídos aos nossos acionistas pela legislação brasileira ou nosso estatuto, e os direitos dos detentores de ADSs podem estar sujeitos a certas limitações previstas no contrato de depósito ou pelos intermediários de valores por meio dos quais os detentores de ADSs mantêm seus valores mobiliários.

- Embora os detentores de ADS tenham permissão para votar nas assembleias de acionistas, há etapas processuais envolvidas no processo que criam limitações práticas à capacidade de voto dos detentores de ADSs. De acordo com o Contrato de Depósito, forneceremos o aviso ao Depositário, que por sua vez, logo que possível, enviará aos detentores de ADSs o aviso de tal assembleia e uma declaração sobre a maneira pela qual as instruções podem ser dadas pelos titulares. Para exercer seus direitos de voto, os detentores de ADS devem instruir o Depositário sobre como votar suas ações. Devido a essa etapa extra de procedimento envolvendo o Depositário, o processo para exercer direitos de voto demorará mais para detentores de ADS do que para detentores diretos de ações classe B. As ADSs para as quais o Depositário não receber instruções de voto em tempo hábil não serão votadas.

- Os detentores de ações classe B podem ter menos direitos e direitos menos bem definidos para proteger seus interesses em relação às ações tomadas por nosso Conselho de Administração ou os detentores de ações ordinárias do que sob as leis dos Estados Unidos e certas outras jurisdições fora Brasil. Embora a lei brasileira imponha restrições sobre informações privilegiadas e manipulação de preços, os mercados de valores mobiliários brasileiros não são tão supervisionados como os mercados de valores mobiliários dos Estados Unidos ou mercados em outras jurisdições fora do Brasil.

- A capacidade dos detentores de ADSs de exercer direitos de preferência não é garantida, especialmente se a lei aplicável na jurisdição do detentor (por exemplo, a Lei de Valores Mobiliários dos Estados Unidos) exigir que uma declaração de registro seja válida ou uma isenção de registro esteja disponível com relação a esses direitos, como é o caso nos Estados Unidos. Não somos obrigados a estender a oferta de direitos de preferência aos detentores de ADSs para arquivar uma declaração de registro nos Estados Unidos e não podemos garantir que apresentaremos qualquer declaração de registro. Conseqüentemente, você poderá receber apenas o produto líquido da venda de seus direitos de preferência pelo Depositário ou, se os direitos de preferência não puderem ser vendidos, eles poderão precever. Se você não puder participar das ofertas de direitos, suas participações também podem ser diluídas.

- Os detentores de ADSs podem não receber pagamentos de dividendos se incorrerem em prejuízos líquidos ou se nosso lucro líquido não atingir certos níveis. De acordo com a Legislação Societária Brasileira e nosso estatuto social, devemos pagar aos nossos acionistas uma distribuição obrigatória igual a pelo menos 25% de nosso lucro líquido ajustado do exercício fiscal anterior, com prioridade de pagamento aos detentores de ações preferenciais. De acordo com nosso estatuto social, as ações classe A e as ações classe B têm direito a receber dividendos mínimos anuais não cumulativos, sendo que o dividendo por ação deve ser pelo menos 10% maior do que os dividendos por ação pagos aos detentores de ações ordinárias. As ações classe A têm prioridade de dividendo sobre as ações classe B para receber um dividendo mínimo igual a 10% do capital social total representado pelas ações classe A em circulação no final do ano fiscal em relação ao qual os dividendos foram declarados, e as ações classe B têm prioridade de dividendos sobre as ações ordinárias. No caso de não sermos capazes de declarar dividendos, nossa administração pode, entretanto, decidir diferir o pagamento de dividendos ou, em circunstâncias limitadas, não declarar dividendos. Não podemos fazer

pagamentos de dividendos de nossa reserva legal e contas de reserva de capital.

As vendas de um número substancial de ações, ou a percepção de que tais vendas possam ocorrer, podem afetar adversamente o preço de mercado de nossas ações ou ADSs.

Como consequência da emissão de novas ações, as vendas de ações por investidores de ações existentes, ou a percepção de que tal venda poderia ocorrer, o preço de mercado de nossas ações e, por extensão, das ADSs, pode diminuir significativamente.

As futuras emissões de ações podem diluir as participações atuais dos detentores de nossas ações ou ADSs e podem afetar substancialmente o preço de mercado desses títulos.

Poderemos no futuro decidir oferecer patrimônio adicional para levantar capital ou para outros fins. Qualquer oferta futura de ações desse tipo poderá reduzir a propriedade proporcional e os interesses dos detentores de nossas ações e ADSs, bem como nossos ganhos e o valor patrimonial líquido por ação ou ADS. Qualquer oferta de ações e ADSs por nós ou por nossos principais acionistas, ou a percepção de que tal oferta seja iminente, poderia ter um efeito adverso sobre o preço de mercado desses títulos.

Os portadores de nossas ADSs talvez não consigam aplicar ações judiciais contra nossos conselheiros ou diretores.

Todos os nossos conselheiros e diretores mencionados neste relatório anual residem no Brasil. Substancialmente todos os nossos ativos, assim como os ativos dessas pessoas, estão localizados no Brasil. Consequentemente, talvez não seja possível aos portadores de nossas ADSs intimar a Companhia ou seus conselheiros e diretores dentro dos Estados Unidos ou outras jurisdições fora do Brasil, penhorar seus bens, ou aplicar julgamentos contra a Companhia, seus conselheiros e diretores obtidos nos Estados Unidos ou outras jurisdições fora do Brasil. Considerando que os julgamentos dos tribunais norte-americanos para passivos cíveis, com base na lei federal de mercado de capitais dos Estados Unidos, apenas podem ser executados no Brasil caso algumas exigências sejam atendidas, os portadores das ADSs poderão enfrentar dificuldades em proteger seus interesses em ações contra a Companhia, ou seus conselheiros e diretores do que enfrentariam os acionistas de uma empresa constituída em um estado ou outra jurisdição dos Estados Unidos.

As sentenças dos tribunais brasileiros com relação às nossas ações serão pagas apenas em reais.

Se forem instaurados processos nos tribunais do Brasil que buscam fazer cumprir nossas obrigações com respeito a nossas ações, não seremos obrigados a cumprir tais obrigações em uma moeda que não seja o real (R\$). De acordo com as limitações do controle cambial brasileiro, uma obrigação no Brasil de pagar valores denominados em outra moeda que não em reais (R\$) somente pode ser satisfeita em moeda brasileira à taxa de câmbio, conforme determinado pelo Banco Central, em vigor na data em que o julgamento é obtido, e quaisquer desses valores são ajustados para refletir as variações da taxa de câmbio até a data efetiva de pagamento. A taxa de câmbio então vigente pode não permitir aos investidores não brasileiros a compensação integral por qualquer reivindicação decorrente de, ou relacionadas às nossas obrigações sob nossas ações.

Se você trocar suas ADSs por ações classe B, você se arrisca a tributos mais altos e à incapacidade de remeter moeda estrangeira para o exterior.

A legislação brasileira exige que os interessados obtenham um registro no Banco Central a fim de serem autorizados a remeter moedas estrangeiras, incluindo dólares dos Estados Unidos, ao exterior. Para as ADSs, o custodiante brasileiro das ações classe B obteve o certificado necessário do Banco Central para os pagamentos de dividendos ou outras distribuições em dinheiro relacionadas com as ações preferenciais ou à alienação das ações preferenciais. Se você trocar suas ADSs pelas ações classe B por elas representadas, porém, você precisa obter o seu próprio certificado de registro ou registrar-se de acordo com as normas do Banco Central do Brasil e da CVM a fim de obter e remeter dólares americanos ao exterior decorrentes da alienação de ações classe B ou distribuições relacionadas com as ações preferenciais. Se você não obtiver um certificado de registro, você não poderá remeter dólares dos Estados Unidos ou outras moedas ao exterior e poderá estar sujeito a um tratamento fiscal menos favorável sobre os ganhos relativos às ações preferenciais. De acordo com as normas do Banco Central, a obtenção desse registro exige transações de câmbio, que estão sujeitas a tributação no Brasil. Para maiores informações, ver "Item 10. Informações Adicionais - Tributação -

Considerações sobre a Tributação Brasileira - Outros Tributos Brasileiros”. Se você tentar obter seu próprio registro, você poderá incorrer em despesas ou sofrer demoras nesse processo que podem atrasar o recebimento de dividendos ou distribuições relacionadas com as ações preferenciais ou o retorno de seu capital de forma oportuna. O registro do custodiante no Banco Central e qualquer certificado de registro de capital estrangeiro que você obtiver podem ser afetados por futuras mudanças na legislação. Restrições adicionais podem ser impostas no futuro à alienação das ações preferenciais classe B ou à repatriação do produto da alienação.

O governo brasileiro pode impor controles de câmbio e restrições sobre remessas ao exterior que podem afetar adversamente sua capacidade de converter fundos em reais em outras moedas e remeter outras moedas ao exterior.

No passado, o governo brasileiro impôs restrições à remessa a investidores estrangeiros do produto dos investimentos deles no Brasil e à conversão da moeda brasileira em moedas estrangeiras. O governo brasileiro pode novamente optar por impor esse tipo de restrições se, entre outras coisas, houver deterioração das reservas brasileiras de moeda estrangeira ou mudança na política cambial brasileira. A nova imposição dessas restrições prejudicaria ou impediria sua capacidade de converter dividendos, distribuições ou produto de venda de ações classe B, conforme o caso, de reais para dólares dos Estados Unidos ou outras moedas e de remeter esses fundos ao exterior. Não podemos assegurar que o governo brasileiro não tomará medidas similares no futuro.

A relativa volatilidade e a liquidez dos mercados de títulos mobiliários brasileiros podem restringir sua capacidade de vender as ações classe B objeto das ADSs.

Os mercados de títulos mobiliários brasileiros são substancialmente menores, menos líquidos, mais concentrados e mais voláteis que os principais mercados de títulos mobiliários dos Estados Unidos e de certas outras jurisdições fora do Brasil e não são tão altamente regulamentados ou supervisionados como alguns desses outros mercados. A iliquidez e a relativamente pequena capitalização de mercado dos mercados de ações do Brasil podem fazer com que o preço de mercado dos títulos das companhias brasileiras, incluindo nossas ADSs e ações classe B, flutuem tanto nos mercados nacionais quanto nos internacionais, e podem limitar substancialmente sua capacidade de vender suas ações classe B objeto de ADSs pelo preço e na época que você deseje.

Mudanças nas leis tributárias brasileiras podem ter um impacto adverso sobre os impostos aplicáveis a uma alienação de nossas ações ou ADSs.

A Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, estabelece que a alienação de ativos localizados no Brasil por um não residente, seja para outro residente no Brasil ou não residente, está sujeita à tributação no Brasil, independentemente da alienação ocorrer fora ou dentro do Brasil. Esta provisão resulta na imposição de imposto de renda sobre os ganhos decorrentes de uma alienação de nossas ações ordinárias ou preferenciais por um não residente no Brasil para outro não residente no Brasil. Não há orientação judicial quanto à aplicação da Lei nº 10.833 e, conseqüentemente, não podemos prever se os tribunais brasileiros podem decidir que ela se aplica a alienações de nossas ADSs entre não residentes no Brasil. No entanto, no caso em que a alienação de ativos seja interpretada de forma a incluir uma alienação de nossas ADSs, essa lei tributária resultaria, portanto, na imposição de impostos retidos na fonte sobre a alienação de nossas ADSs por um não residente no Brasil para outro não residente no Brasil.

Não há garantia de que as Ofertas de Conversão serão bem-sucedidas.

Conforme descrito no “Item 4. Informações sobre a Companhia - Desenvolvimentos Recentes”, em 22 de março de 2021, a Copel ofereceu aos titulares de ações classe B, incluindo ações classe B representadas por ADSs, a capacidade de converter cinco ações classe B em uma Unit, consistindo de quatro ações classe B e uma ação ordinária da Copel. A conversão de ações e formação de Units somente ocorrerá se houver adesão mínima de aproximadamente 60% (sessenta por cento) das ações emitidas e em circulação. Não podemos garantir que as Ofertas de Conversão (conforme definido abaixo) serão bem-sucedidas ou, se bem-sucedidas, como a conversão afetará o preço e a liquidez de nossas ações.

Item 4. Informações sobre a Companhia

A COMPANHIA

Atuamos na geração, transmissão, distribuição e venda de energia elétrica, principalmente no Estado do Paraná, de acordo com as concessões outorgadas pela ANEEL, a agência reguladora brasileira do setor elétrico. Também fornecemos telecomunicações e outros serviços. Embora nossas atividades estejam mais concentradas no Estado do Paraná, também operamos em 10 diferentes estados brasileiros por meio de nossos negócios de geração e transmissão.

Em 31 de dezembro de 2020, geramos energia elétrica de dezenove (19) usinas hidrelétricas, vinte e cinco (25) eólicas e uma (1) Usina Termelétrica, para uma capacidade instalada total de 5.742,0 MW, da qual, aproximadamente 99,7% é derivado de fontes renováveis. Incluindo a capacidade instalada das empresas de geração nas quais temos participação acionária, nossa capacidade instalada total é de 6.397,8 MW. Nosso negócio de energia elétrica está sujeito a uma regulamentação abrangente da ANEEL.

Detemos concessões para distribuição de eletricidade em 394 dos 399 municípios do Estado do Paraná e no município de Porto União, no Estado de Santa Catarina. Em 31 de dezembro de 2020, possuíamos e operávamos 3.135 km de linhas de transmissão e 202.085 km de linhas de distribuição, constituindo uma das maiores redes de distribuição do Brasil. Da energia elétrica que fornecemos a nossos consumidores finais em 2020, foram destinados:

- 37,0% para clientes industriais;
- 27,1% para consumidores residenciais
- 19,2% para consumidores comerciais; e
- 16,7% para consumidores rurais e outros.

Os principais elementos de nossa estratégia de negócios incluem:

- Conciliar crescimento sustentável, rentabilidade, níveis adequados de endividamento e distribuição de resultados;
- Preparar a empresa para a transformação de consumidor para cliente;
- Buscar oportunidades rentáveis em novos negócios e serviços no setor de energia;
- Gerir portfólio estratégico de energia de maneira integrada, incluindo parcerias estratégicas, maximizando sinergias e rentabilidade.
- Desinvestir em ativos não estratégicos;
- Ter disciplina na alocação de capital e rigor técnico no planejamento e na execução de projetos;
- Attingir padrões de eficiência das melhores empresas do setor, promovendo inovação, investimento em tecnologia e otimização da força de trabalho;
- Assegurar e elevar níveis de sustentabilidade empresarial, ambiental, governança, gestão de riscos e compliance;
- Desenvolver e praticar a cultura de meritocracia e gestão de consequências, buscando construir equipes de alta performance;
- Buscar maior protagonismo junto aos órgãos reguladores e institucionais;
- Consolidar a cultura da segurança, da saúde e da qualidade de vida.

Nossas receitas para cada um dos últimos três (3) anos financeiros por atividade estão descritas no “Item 5. Revisão e Perspectivas Operacionais e Financeiras - Resultados das operações para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018”.

Contexto histórico

Fomos criados em 1954 pelo Estado do Paraná para atuar na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, como parte do plano do Paraná de colocar o setor de energia elétrica sob controle estatal. No início da década de 70, adquirimos as principais empresas privadas do setor elétrico localizadas no Estado do Paraná. De 1970 a 1977 foi caracterizado por significativa expansão de nossas redes de transmissão e distribuição e pelo esforço para aumentar a conectividade de nosso sistema com os de outros Estados brasileiros. Em 1979, uma mudança na legislação estadual nos permitiu expandir nossas atividades de geração para incluir produção de outras fontes além de usinas hidrelétricas e termelétricas.

Somos, atualmente, a maior empresa de energia no Estado do Paraná. Somos uma sociedade anônima constituída e existente sob a legislação brasileira, sob o nome Companhia Paranaense de Energia – Copel. Nossa sede está localizada na Rua Coronel Dulcídio, 800, CEP 80420-170, Curitiba, Paraná, Brasil. O número do telefone de nossa sede é +55 (41) 3331-4011 e nosso sítio na internet é www.copel.com e quaisquer registros eletrônicos na SEC serão disponibilizados ao público no website da SEC. O nome comercial de cada um de nossos negócios está indicado a seguir.

Relacionamento com o Estado do Paraná

O Estado do Paraná possui 58,6% de nossas ações ordinárias e, conseqüentemente, tem o poder de controlar a eleição da maioria dos membros do Conselho de Administração, membros do Conselho Fiscal, a designação da Diretoria, as futuras operações e as estratégias de negócios.

Estrutura Societária

Antes de 2001, a Copel operava como uma companhia integrada que atuava na geração, transmissão e distribuição de energia e atividades correlatas. De acordo com o novo regime normativo, transferimos nossas operações para quatro subsidiárias integrais (de geração, transmissão, distribuição e telecomunicações) e nossos investimentos em outras empresas para uma quinta subsidiária integral. Essa reestruturação societária foi concluída em julho de 2001.

Em 2007, para cumprir com a legislação do setor elétrico, dividimos os ativos de nosso negócio de transmissão (a “Copel Transmissão S.A.”) entre nosso negócio de distribuição (a “Copel Distribuição S.A.”) e nosso negócio de geração (a “Copel Geração S.A.”). Assim, renomeamos o nome desta última para Copel Geração e Transmissão S.A.

Em 2013, a Companhia foi reorganizada para melhorar a eficiência da nossa estrutura corporativa e reduzir nossos custos operacionais.

Em 28 de janeiro de 2016, nosso Conselho de Administração aprovou a alteração do Estatuto Social da Copel Participações S.A. a fim de alterar seu objeto social e denominação para Copel Comercialização S.A. O objeto social dessa companhia é a venda de energia e prestação de serviços. A reestruturação que criou a Copel Comercialização S.A. é destinada a fortalecer o posicionamento da Copel no mercado de energia e melhorar sua eficiência, permitindo maior agilidade e flexibilidade na venda de energia.

Em setembro de 2017, com o objetivo de otimizar a gestão das atividades operacionais, a Companhia realizou uma reestruturação organizacional de sua subsidiária integral Copel Renováveis S.A., cujas atividades foram absorvidas pela Copel Geração e Transmissão S.A.

Em 30 de agosto de 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). Nos termos deste 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. As combinações de negócios ocorreram em 31 de agosto de 2018, data das transferências das ações. Para mais informações, consulte a Nota 1.2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas.

Em março de 2019, a Copel GeT assinou contrato de compra e venda de ações com a Centrais

Elétricas Brasileiras S.A.e a Fundação Eletrosul de Previdência e Assistencial Social – Elos para transferência de 100% das ações da SPE Uirapuru Transmissora de energia S.A.. Em 28 de junho de 2019 a Copel GeT assumiu o controle da companhia.

Em 18 de outubro de 2019, a Copel GeT, por meio de um consórcio com sua subsidiária Cutia Empreendimentos Eólicos, participou do Leilão de Energia Nova A-6, vendendo 14,4 MW médios do Complexo Eólico de Jandaíra. O Complexo Eólico de Jandaíra, com 90,1 MW de capacidade instalada e 47,6 MW médios de garantia física, será construído no nordeste do Rio Grande do Norte, região onde a Copel possui outros ativos de geração eólica.

Para renovar a concessão da UHE Bento Munhoz (ou UHE Foz do Areia) por mais 30 anos, a Copel formou a entidade de propósito específico SPE F.D.A. A Geração de Energia Elétrica S.A. e, em 03 de março de 2020, solicitou ao Ministério de Minas e Energia a aplicação do Decreto Federal no. 9.271/2018 (alterado pelo Decreto Federal nº 10.135/2019), que condiciona a renovação à venda do controle acionário da concessão, em até 18 meses antes do final da concessão.. Na mesma data, F.D.A. assinou com a ANEEL, a Agência Nacional de Energia Elétrica, o Contrato de Concessão que transfere a concessão da UHE Foz do Areia da Copel GeT para a SPE FDA, para a exploração da usina até o final da concessão atual, em 17 de setembro de 2023.

Em 09 de novembro de 2020, o leilão de desinvestimento da Copel Telecom foi realizado no B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão. O lance vencedor foi de R\$ 2,4 bilhões (valor patrimonial). Em 14 de janeiro de 2021, foi celebrado um Contrato de Compra e Venda de 100% da Copel Telecom com o Fundo de Investimento Multi-Estratégico Bordeaux - Bordeaux Fundo de Investimentos em Participações Multiestratégia, licitante vencedor do leilão. Estimamos que a transação será concluída entre o segundo ou terceiro trimestre de 2021.

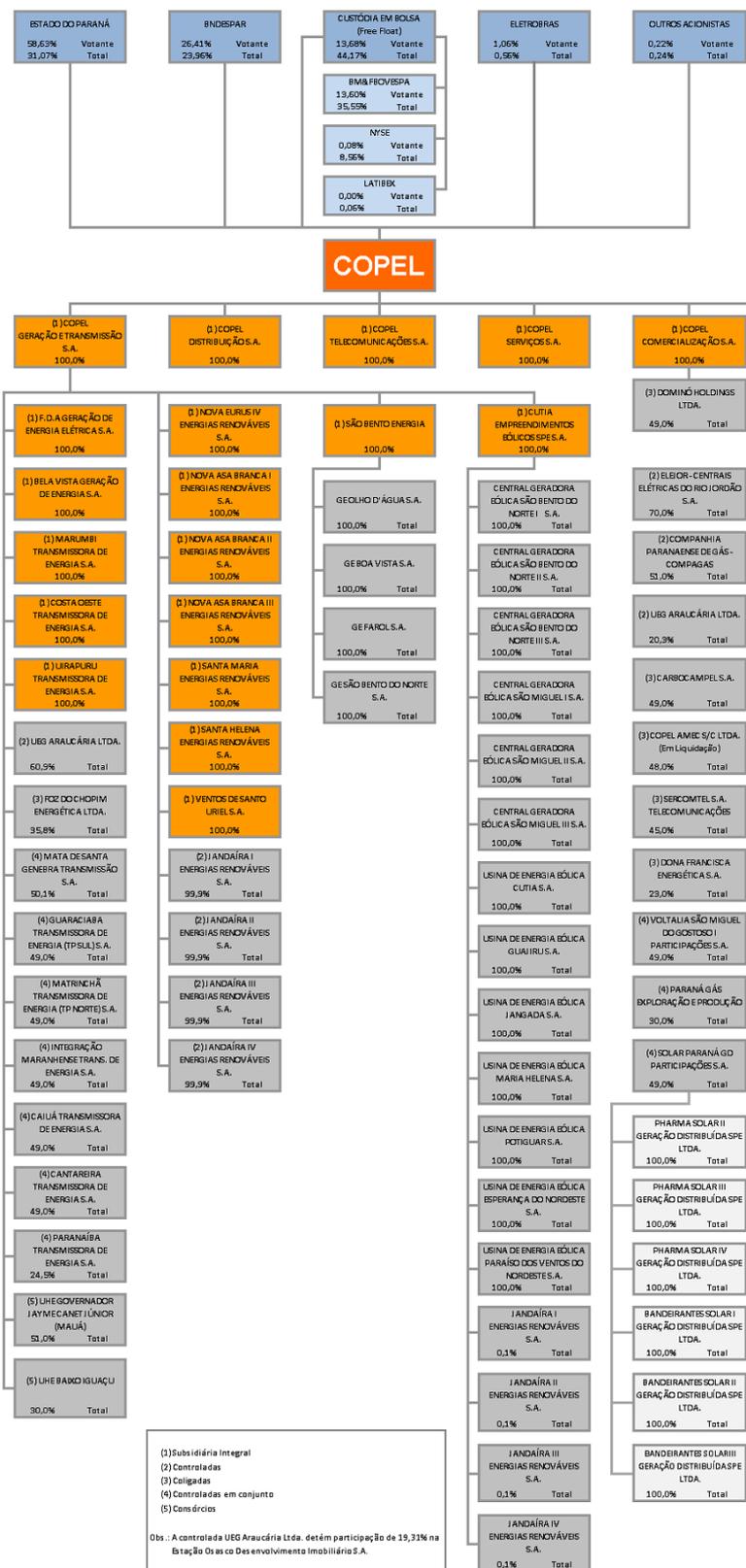
A Copel possui, atualmente, cinco subsidiárias integrais: a Copel Geração e Transmissão S.A., a Copel Distribuição S.A., a Copel Telecomunicações, a Copel Comercialização S.A. e a Copel Renováveis S.A.

Ainda, a Copel possui 100% de participação acionária em diversas Sociedades de Propósito Específico (SPE). A organização do grupo é descrita a seguir.

Todas as nossas subsidiárias são incorporadas na República Federativa do Brasil e estão sujeitas à legislação brasileira.

ORGANOGRAMA - PARTICIPAÇÃO SOCIETÁRIA

POSIÇÃO EM 31/12/2020



NEGÓCIOS

No passado, nossos negócios de geração e distribuição eram integrados, e vendíamos a maior parte da energia que gerávamos para os consumidores de nossa unidade de distribuição. Isso mudou em razão da implementação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, promulgada em 2004. Hoje os leilões abertos no mercado regulado ainda são um dos principais canais pelos quais nossa unidade de distribuição adquire energia para revender aos consumidores cativos e um dos canais de geração de receita de nossa unidade de geração. Nossa unidade de geração só vende energia para nossa unidade de distribuição por meio de leilões no mercado regulado. Além disso, nossa unidade de distribuição, como algumas outras empresas brasileiras de distribuição, também é obrigada a adquirir energia de Itaipu em volume determinado pelo governo brasileiro com base em nossa participação proporcional no mercado de energia elétrica brasileiro. Para maiores informações, ver “Item 4. Informações sobre a Companhia - O Setor Elétrico Brasileiro”.

A tabela seguinte mostra a energia elétrica total que (i) geramos por meio dos empreendimentos que detemos 100% de participação acionária e 51% e 30% da energia gerada, respectivamente, pelas Usinas Hidrelétricas de Mauá e Baixo Iguaçu (referente a participação que detemos nesses ativos) e (ii) adquirimos nos últimos cinco anos, desmembrada por volume total de energia elétrica gerado e adquirido pela Copel Geração e Transmissão e pelos Parques Eólicos, e o volume total de energia elétrica adquirido pela Copel Distribuição e Copel Comercialização.

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de				
	2020	2019	2018	2017	2016
	(GWh)				
Copel Geração e Transmissão⁽¹⁾					
Energia elétrica gerada ⁽²⁾	10.115	17.199	18.029	19.583	25.319
Energia elétrica adquirida da Copel Comercialização	487	155	180	627	-
Energia elétrica adquirida de terceiros.....	147	141	141	428	141
Energia elétrica recebida do Sistema Interligado.....	5.878	445	142	425	2
Total de Energia elétrica gerada e adquirida pela Copel Geração e Transmissão	16.627	17.940	18.492	21.063	25.462
Parques Eólicos⁽¹⁾⁽³⁾					
Energia elétrica gerada ⁽²⁾	2.116	1.909	1.067	989	1.175
Energia elétrica adquirida de terceiros.....	39	61	-	-	-
Total de Energia elétrica gerada e adquirida pelos Parques Eólicos	2.145	1.970	1.067	989	1.175
Copel Distribuição					
Energia elétrica adquirida de Itaipu ⁽⁴⁾	5.498	5.533	5.727	5.934	5.958
Energia elétrica adquirida em leilões – CCEAR - afiliadas.....	154	153	92	87	157
Energia elétrica adquirida em leilões – CCEAR - outros	11.579	12.361	10.691	9.860	13.387
Energia elétrica adquirida no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova – (MCSD-EN)	785	-	-	-	-
Energia elétrica adquirida do Mercado de Curto Prazo - CCEE	536	23	34	215	-
Energia elétrica adquirida de terceiros.....	7.571	8.093	9.208	9.994	10.361
Total de energia elétrica adquirida pela Copel Distribuição	26.162	26.139	25.751	26.090	29.863
Copel Comercialização					
Energia elétrica adquirida de afiliadas	7.275	5.125	2.422	27	-
Energia elétrica adquirida de terceiros.....	5.077	3.330	4.101	2.644	59
Energia elétrica adquirida no Mercado de Curto Prazo da CCEE	97	34	2		
Total de energia elétrica adquirida pela Copel Distribuição.....	12.449	8.489	6.525	2.671	59
Total de Energia elétrica gerada e adquirida pela Copel Geração e Transmissão, Copel Distribuição, Parques Eólicos e Copel Comercialização.....	57.383	54.538	51.835	50.813	56.559

(1) Em 2018, a Copel adotou os critérios estabelecidos pela CCEE para determinar os fluxos de energia nas transações de compra e venda. Os valores de energia refletidos nesta tabela, mesmo com relação aos anos anteriores, foram calculados de acordo com os critérios adotados pela CCEE.

(2) Inclui perdas técnicas internas e da Rede Básica..

(3) Energia elétrica gerada e adquirida por nossos parques eólicos sob supervisão da Copel Renováveis até novembro de 2015. Em dezembro de 2015 esses ativos foram transferidos para a Copel Geração e Transmissão.

(4) As concessionárias de distribuição que operam mediante concessões nas regiões Centro-Oeste, Sul e Sudeste do Brasil compram energia gerada por Itaipu.

A tabela seguinte mostra a energia elétrica total que vendemos a consumidores livres, consumidores cativos, distribuidores, agentes comercializadores e outras concessionárias de energia no sul do Brasil por meio do Sistema Interligado de Transmissão nos últimos cinco anos.

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de ⁽⁶⁾				
	2020	2019	2018	2017	2016
	(GWh)				
Copel Geração e Transmissão ⁽¹⁾					
Energia elétrica fornecida aos Consumidores Livres	3.364	4.146	3.960	3.860	3.600
Energia elétrica fornecida mediante contratos bilaterais (Copel Comercialização)	7.238	5.123	2.969	27	-
Energia elétrica fornecida mediante contratos bilaterais.....	2.786	3.724	5.826	8.477	7.908
Energia elétrica fornecida em leilões – CCEAR – afiliadas ⁽²⁾ ...	123	122	92	86	157
Energia elétrica fornecida em leilões – CCEAR - outras ⁽²⁾	2.221	2.215	876	838	3.154
Energia elétrica fornecida Mercado de Curto Prazo da CCEE ⁽²⁾	(203)	(594)	213	1.246	(252)
Energia elétrica fornecida ao Sistema Interligado	939	3.203	4.556	6.529	10.895
Energia elétrica total fornecida pela Copel Geração e Transmissão.....	16.627	17.940	18.492	21.063	25.462
Parques Eólicos ⁽¹⁾⁽³⁾					
Energia elétrica fornecida em leilões – CCEAR – afiliadas	31	31	-	-	-
Energia elétrica fornecida em Contratos Bilaterais-Copel	37	-	-	-	-
Energia elétrica fornecida em leilões – CCEAR – outras	1.291	1.288	840	840	842
Energia elétrica fornecida em leilões – CER – outras	917	914	334	357	358
Energia elétrica total fornecida pelos Parques Eólicos	2.276	2.233	1.174	1.197	1.200
Copel Distribuição					
Energia elétrica fornecida aos Consumidores Cativos.....	19.180	19.784	19.594	19.743	22.328
Energia elétrica fornecida a distribuidores no Paraná.....	76	164	279	521	614
Mercado de Curto Prazo da CCEE ⁽⁴⁾	3.787	3.143	2.401	2.510	3.611
Total de Energia elétrica fornecida pela Copel	23.043	23.091	22.274	22.774	26.553
Copel Comercialização (Copel COM)					
Energia elétrica fornecida aos Consumidores Livres	4.620	2.715	2.096	771	58
Energia elétrica fornecida aos Contratos Bilaterais (Copel	516	216	180	628	-
Energia elétrica fornecida aos Contratos Bilaterais	6.984	5.506	4.223	1.254	-
Energia elétrica fornecida ao mercado de curto prazo – CCEE	329	52	26	18	1
Total de Energia elétrica fornecida pela Copel COM	12.449	8.489	6.525	2.671	59
Subtotal.....	54.395	49.930	48.465	47.705	53.274
Perdas da Copel Geração e Transmissão, Copel Distribuição e Parques Eólicos ⁽⁵⁾	3.211	2.808	3.370	3.108	3.285
Energia elétrica total fornecida pela Copel Geração e Transmissão, Parques Eólico, Copel Distribuição e Copel Comercialização, incluindo perdas	57.606	52.738	51.835	50.813	56.559

⁽¹⁾ Em 2018, a Copel adotou os critérios estabelecidos pela CCEE para determinar os fluxos de energia nas operações de compra e venda. Os valores de energia refletidos nesta tabela, mesmo com relação aos anos anteriores, foram calculados de acordo com os critérios adotados pela CCEE.

⁽²⁾ Os valores inferiores a zero (números negativos) referem-se à compra consolidada de energia elétrica do Mercado de Curto Prazo durante o ano

⁽³⁾ Energia elétrica gerada e adquirida por nossos parques eólicos sob supervisão da Copel Renováveis até novembro de 2015. Em dezembro de 2015 esses ativos foram transferidos para a Copel Geração e Transmissão.

⁽⁴⁾ Inclui o *Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD*.

⁽⁵⁾ Inclui perdas técnicas e não técnicas da Copel Distribuição, da Rede Básica e as perdas relacionadas aos Parques Eólicos.

Geração

Em 31 de dezembro de 2020, considerando somente as usinas que nós detemos 100% de participação e 51% e 30% da energia gerada, respectivamente, pelas Usinas Hidrelétricas de Mauá e Baixo Iguaçu (referente a participação que detemos nesses ativos), nós operamos e vendemos energia de dezenove (19) usinas hidrelétricas, vinte e cinco (25) usinas eólicas e uma (1) termelétrica, com capacidade instalada total de 5.742 MW. Nossa garantia física totalizou em média 2.571 MW em 2020. A geração varia anualmente como resultado das condições hidrológicas e outros fatores. Geramos 12.665 GWh em 2020, 19.812 GWh em 2019, 19.935 GWh em 2018, 21.469 GWh em 2017 e 27.944 GWh em 2016.

Considerando a capacidade instalada de todas as empresas de geração em que possuímos participação (de capital ou de outra forma), nossa capacidade instalada total em 31 de dezembro de 2020 somava 6.399,6 MW.

A geração de energia elétrica em nossas usinas é supervisionada, coordenada e operada por nosso Centro de Operação da Geração e Transmissão em Curitiba, que é responsável pela coordenação da operação de aproximadamente 100% de nossa capacidade instalada total, incluindo algumas das usinas em que possuímos participações societárias parciais.

Instalações de Geração Hidrelétrica

A tabela seguinte apresenta algumas informações relativas às nossas principais usinas hidrelétricas em operação em 2020:

Usina	Capacidade instalada (MW)	Garantia física ⁽¹⁾ (GWh/ano)	Entrada em Operação	Término da Concessão
Foz do Areia	1.676,0	5.299,39	1980	Setembro 2023
Segredo	1.260,0	5.081,54	1992	Novembro 2029
Salto Caxias	1.240,0	5.319,59	1999	Maió 2030
Capivari Cachoeira ⁽²⁾	260,0	957,46	1971	Janeiro 2046
Mauá	185,2 ⁽³⁾	885,43	2012	Julho 2042
Baixo Iguaçu	105,06 ⁽⁴⁾	454,13	2019	Outubro 2049
Colíder	300	1.564,43	2019	Janeiro 2046
Outras	102,7	513,86	N/A	N/A

⁽¹⁾ Valores usados para determinação de volumes comprometidos para venda.

⁽²⁾ Em 05 de janeiro de 2016, a Copel Geração e Transmissão assinou o contrato de concessão junto à ANEEL e continuará a operar e manter a usina até 2046.

⁽³⁾ Corresponde a 51% da capacidade instalada da usina (361 MW), pois operamos essa usina através de um consórcio.

⁽⁴⁾ Corresponde a 30% da capacidade instalada da usina (350,2 MW), proporcional a participação da Copel no empreendimento, pois operamos essa usina através de um consórcio.

Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia). A Usina Hidrelétrica de Foz do Areia está localizada no rio Iguaçu, aproximadamente 350 km a sudoeste a cidade de Curitiba.

A Copel Geração e Transmissão SA (“Copel GeT”) detém a concessão dos direitos de exploração da Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto (“UHE GBM”), nos termos do Contrato de Concessão nº 045/1999, com o prazo de concessão até setembro de 2023. Por ocasião do término de

concessão, é responsabilidade do governo brasileiro lançar um novo processo de licitação para os direitos de exploração da UHE GBM, com ampla competição entre os agentes do setor. O Decreto 9.271 / 18 permite que o governo brasileiro outorgue um novo contrato de concessão por um período de até 30 anos à pessoa jurídica vencedora da licitação de privatização de uma concessionária de serviço público de geração de energia elétrica sob o controle dos Estados.

A Companhia realizou estudos para analisar a viabilidade de se tornar vencedora do futuro processo licitatório, sendo que na avaliação dos administradores, o apetite de investidores estrangeiros representa elevado risco para a Copel, que pode não se mostrar suficientemente competitiva diante de agentes mais eficientes, ou com menor custo financeiro para a realização de investimentos.

Nesse contexto, a Copel GeT constitui a FDA e solicitou à ANEEL a transferência do serviço público de geração de energia elétrica da usina em questão. A transferência dos direitos de concessão da UHE GBM para a FDA ocorreu nos termos da Resolução Autorizativa ANEEL nº 8.578, de 11 de fevereiro de 2020 e do Contrato de Concessão de Geração de Energia Elétrica destinada ao Serviço Público entre a FDA nº 002/2020.

Em 03 de março de 2020, para os efeitos do previsto no art. 1º, §2º, inciso II do Decreto nº 9.271/2018 (com redação dada pelo Decreto nº 10.135/2019), a Companhia Paranaense de Energia – Copel e a Copel Geração e Transmissão S.A. protocolaram perante o Ministério de Minas e Energia, ofício por meio do qual manifestaram a intenção de privatização, mediante a alienação do controle da FDA, associada à obtenção de Contrato de Concessão por 30 (trinta) anos, contados da sua celebração, para a Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto. Na manifestação constou a ressalva de que a efetivação do leilão de privatização com vistas à alienação do controle da FDA ocorrerá somente após o conhecimento e avaliação das condições envolvendo a obtenção da outorga, especialmente as relacionadas ao pagamento da outorga de concessão, além da respectiva tramitação e governança para tanto.

Em relação ao novo contrato de concessão, cabe ao Ministério de Minas e Energia definir a garantia física da energia, que deverá constar do contrato de concessão, nos termos do §2º do art. 2 do Decreto nº 5.163 / 2004.

Em 4 de fevereiro de 2021, o Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria nº 516/2021, que estabelece a garantia física da UHE GBM em 596,0 MWm (energia assegurada em 5.220,96 GWh / ano). O valor está condicionado à celebração do novo contrato de concessão a ser celebrado pela empresa resultante do processo de privatização, conforme Decreto nº 9.271 / 2018. O valor original definido pelo Ministério de Minas e Energia era de 593,8 MWm (energia assegurada de 5.201,69 GWh / ano), porém o valor foi revisado após a aprovação de novos parâmetros decorrentes do processo de modernização das Unidades Geradoras 1, 2 e 4, aprovado pela ANEEL por meio do Despacho nº 3.245 / 2020. Após revisão do cálculo da garantia física da UHE GBM, o valor definido é 596,0 MWm (energia assegurada de 5.220,96 GWh / ano).

Governador Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo). A Usina Hidrelétrica de Segredo está localizada no rio Iguaçu, aproximadamente 370 km a sudoeste da cidade de Curitiba.

Governador José Richa (Salto Caxias). A Usina Hidrelétrica de Salto Caxias está localizada no rio Iguaçu, aproximadamente 600 km a sudoeste da cidade de Curitiba.

Governador Pedro Viriato Parigot de Souza (Capivari Cachoeira). A Usina Hidrelétrica de Capivari-Cachoeira é a maior usina hidrelétrica subterrânea do sul do Brasil. O reservatório está localizado no rio Capivari, aproximadamente 50 km ao norte da cidade de Curitiba, e a usina está localizada no rio Cachoeira, aproximadamente 15 km do reservatório.

Nosso antigo contrato de concessão para a Usina Capivari Cachoeira expirou em 7 de julho de 2015. Embora a Copel Geração e Transmissão tenha optado por não renovar a concessão original referente à Lei de Renovação de Concessões de 2013, ela participou do novo processo de licitação e foi a vencedora. Em 5 de janeiro de 2016, a Copel GeT celebrou um contrato de concessão com a ANEEL, permitindo que ela continue a operar essa usina em um regime de operação e manutenção até 5 de janeiro de 2046. Pagamos um valor total de R\$574,8 milhões como bônus de outorga por essa concessão e recebemos receita anual de geração (RAG) no total de R\$144,1 milhões, referente ao período de 5 de janeiro de 2016 a 31 de dezembro de 2016. Essa

RAG está sujeita ao ajuste tarifário anual. Em julho de 2017, a RAG foi ajustada para R\$114,1 milhões para o período de julho de 2017 a julho de 2018, de acordo com a Resolução da ANEEL 2.265/2017 e, em 2018, a RAG foi ajustada para R\$119,2 milhões para o período de julho de 2018 a julho de 2019, de acordo com a Resolução da ANEEL 2.421/2018. Em 2019, a RAG foi ajustada para R\$123,7 milhões para o período de julho de 2019 a junho de 2020, de acordo com a resolução da ANEEL 2.587/2019. Em 2020, a RAG foi ajustada para R\$ 127,9 milhões para o período de julho de 2020 a junho de 2021, de acordo com a Resolução ANEEL nº 2.746 / 2020.

A Usina Capivari Cachoeira tem capacidade instalada de 260 MW e garantia física de 957,5 GWh/ano. Desde 1 de janeiro de 2017, 70% da energia gerada por essa usina tem sido alocada em cotas para o mercado regulado. A Copel GeT não arcará mais com o risco hidrológico da energia alocada em cotas de acordo com o MRE relacionado às cotas da Usina Capivari Cachoeira.

Mauá. A Usina Hidrelétrica Jayme Canet Júnior (Usina Hidrelétrica de Mauá) está localizada no rio Tibagi, no Paraná. Foi construída entre 2008 e 2012 pelo Consórcio Energético Cruzeiro do Sul, em que possuímos uma participação de 51,0% e a CGT Eletrosul detém os outros 49,0%. A usina está localizada aproximadamente a 250 km de Curitiba, no município de Telêmaco Borba.

Colíder. A Usina Hidrelétrica Colíder tem capacidade instalada de 300,0 MW e está localizada no rio Teles Pires, no estado do Mato Grosso, entre os municípios de Nova Canaã do Norte e Itaúba. Seu reservatório também afeta os municípios de Colíder e Cláudia. A construção da usina começou em 2011 e foi totalmente concluída em 2019. A primeira unidade geradora começou a operar comercialmente em 9 de março de 2019 e a última, em 21 de dezembro de 2019.

Baixo Iguaçu. A Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu tem potência instalada de 350,2 MW e está localizada no Rio Iguaçu, entre os municípios de Capanema, Capitão Leônidas Marques, Planalto, Realeza e Nova Prata do Iguaçu, no Paraná. A UHE Baixo Iguaçu é o último empreendimento energético de grande porte planejado para o rio Iguaçu e está localizada 30 km a jusante da UHE Governador José Richa - também conhecida como Salto Caxias, que é 100% da Copel. A usina foi construída por um consórcio em que a Copel GeT detém 30% de participação e a Geração Céu Azul S.A. detém os outros 70%. A usina entrou em operação plena em 10 de abril de 2019.

Além de nossas unidades de geração, possuímos participações em várias outras empresas de geração hidrelétrica conforme detalhado a seguir. Entre 2004 e 2010, fomos obrigados por lei a deter maioria das ações com direito a voto de todas as companhias em que detínhamos participação. A partir de 2010, foi possível manter participações minoritárias em outras empresas. A tabela a seguir apresenta informações sobre as usinas de geração hidrelétrica em que possuíamos participação em 31 de dezembro de 2020:

Usina	Capacidade Instalada (MW)	Garantia física (GWh/ano)	Entrada em Operação	Nossa Participação (%)	Vencimento da Concessão
Complexo Elejor (Santa Clara e Fundão)	246,5	1.211,3	Julho 2005 Junho 2006	70,0	Maio 2037 ⁽¹⁾ Dezembro 2032
Dona Francisca	125,0	664,1	Fevereiro 2001	23,0	Agosto 2033
PCH Arturo Andreoli (Foz do Chopim)	29,1	179,2	Outubro 2001	35,8	Abril 2030
UHE Baixo Iguaçu	350,2	1.514,4	Abril 2019	30,0	Agosto 2047

⁽¹⁾ O Complexo Elejor aderiu em 14 de janeiro de 2015 à negociação dos riscos hidrológicos, o que fez com que o prazo de vencimento fosse estendido de 2036 a 2037.

Complexo Elejor. O Complexo Elejor abrange as usinas hidrelétricas de Santa Clara e Fundão, ambas localizadas no rio Jordão, no Estado do Paraná. A capacidade instalada total das unidades é de 246,5 MW, incluindo duas pequenas centrais hidrelétricas instaladas no mesmo local. A Elejor assinou o contrato de concessão de 35 anos para o complexo de Santa Clara e Fundão em outubro de 2001. Em 31 de dezembro de 2019, possuíamos 70,0% das ações ordinárias, e a Paineira Participações detinha os 30,0% restantes das ações

ordinárias da Elejor.

A empresa deve efetuar pagamentos mensais ao governo federal pelo uso de recursos hidrelétricos, os quais totalizaram R\$19,0 milhões em 2001. Esse valor é corrigido, anualmente pelo IGP-M.

Tínhamos um contrato de compra de energia com a Elejor que previa a compra de toda a energia produzida pelas usinas de Santa Clara e Fundão por uma tarifa fixa até abril de 2019, corrigida anualmente pelo IGP-M. Este contrato foi encerrado, sem renovação e a Elejor atualmente vende sua energia no Mercado Livre. Em 2020, a receita líquida e o prejuízo da Elejor foram de R\$ 194,8 milhões e R\$ 29,4 milhões, respectivamente, enquanto em 2019 sua receita líquida e lucro líquido foram de R\$ 218,4 milhões e R\$ 26,1 milhões, respectivamente.

Dona Francisca. Possuímos participação de 23,03% das ações ordinárias da Dona Francisca Energética S.A. (“DFESA”). Os outros acionistas são a Gerdau S.A., com participação de 51,82%, a Celesc S.A., com participação de 23,03%, e a Statkraft S.A., com participação de 2,12%. A Usina Hidrelétrica DFESA está localizada no rio Jacuí, no Estado do Rio Grande do Sul, e iniciou suas operações em 2001. Em abril de 2015, assinamos um novo contrato de compra de energia com duração de 10 anos com a DFESA, avaliado em R\$17,0 milhões anualmente, segundo o qual a Copel adquire 23,03% da garantia física da DFESA (proporcional à participação da Copel).

Em 2020, a receita líquida e o lucro líquido da DFESA foram de R\$ 70,3 milhões e R\$ 42,0 milhões, respectivamente, enquanto em 2019 sua receita líquida e lucro líquido foram de R\$ 70,7 milhões e R\$ 42,8 milhões, respectivamente.

PCH Arturo Andreoli (Usina Hidrelétrica de Foz do Chopim). A Usina Hidrelétrica de Foz do Chopim está localizada no rio Chopim, no Estado do Paraná. Possuímos 35,8% das ações ordinárias da Foz do Chopim Energética Ltda., a controladora da Usina Hidrelétrica da Foz do Chopim, e a Silea Participações Ltda. detém os 64,2% restantes. A operação e a manutenção da usina hidrelétrica Foz do Chopim é realizada pela Copel Geração e Transmissão S.A. através de contratos de fornecimento de energia executados a uma tarifa média de R\$220,07/MWh. A Foz do Chopim Energética Ltda. também tinha autorização para operar a PCH Bela Vista, uma usina hidrelétrica que se localiza no mesmo rio e tem capacidade semelhante. A Resolução Autorizativa nº 7802/2019 transferiu da Foz do Chopim Energética Ltda para a Bela Vista Geração de Energia S.A. (Bela Vista Geração) a autorização para explorar a Pequena Central Hidrelétrica Bela Vista. Em 2020, a receita líquida e o lucro líquido da Foz do Chopim foram de R\$ 55,7 milhões e R\$ 26,9 milhões, respectivamente, enquanto em 2019 sua receita líquida e lucro líquido foram de R\$ 56,9 milhões e R\$ 38,9 milhões, respectivamente.

Instalações de Geração de Energia Eólica

Desde 2013, estamos expandindo nossa capacidade de geração de energia e diversificando nossa matriz de energia através do desenvolvimento de fontes de energia renovável, tal como a construção de parques eólicos no estado do Rio Grande do Norte. A tabela a seguir apresenta informações sobre nossas usinas eólicas operantes em 31 de dezembro de 2020:

Usina	Capacidade Instalada (MW)	Garantia física (MW médios)	Entrada em Operação	Vencimento da Concessão
São Bento Energia⁽¹⁾	94,0	46,3		
Boa Vista	14,0	6,3	Fevereiro 2015	Abril 2046
Olho d'Água	30,0	15,3	Fevereiro 2015	Mai 2046
São Bento do Norte	30,0	14,6	Fevereiro 2015	Mai 2046
Farol	20,0	10,1	Fevereiro 2015	Abril 2046
Palmas	2,5	0,4	Novembro 1999	Setembro 2029
Complexo Eólico Copel Brisa Potiguar⁽²⁾	183,6	98,4		

Asa Branca I	27,0	14,2	Agosto 2015	Abril 2046
Asa Branca II	27,0	14,3	Setembro 2015	Mai 2046
Asa Branca III	27,0	14,5	Setembro 2015	Mai 2046
Eurus IV	27,0	14,7	Agosto 2015	Abril 2046
Santa Maria	29,7	15,7	Abril 2015	Mai 2047
Santa Helena	29,7	16,0	Mai 2015	Abril 2047
Ventos de Santo Uriel	16,2	9,0	Mai 2015	Abril 2047
Voltalia São Miguel do Gostoso I⁽³⁾	108,0	57,1		
Carnaúbas	27,0	13,1	Junho 2015	Abril 2047
Reduto	27,0	14,4	Junho 2015	Abril 2047
Santo Cristo	27,0	15,3	Junho 2015	Abril 2047
São João	27,0	14,3	Junho 2015	Março 2047
Cutia Empreendimentos Eólicos⁽⁴⁾	312,9	130,1		
Cutia				
Dreen Cutia	23,1	9,6	Dezembro 2018	Janeiro 2042
Dreen Guajiru	21,0	8,3	Dezembro 2018	Janeiro 2042
Esperança do Nordeste	27,3	9,1	Dezembro 2018	Mai 2050
GE Jangada	27,3	10,3	Dezembro 2018	Janeiro 2042
GE Maria Helena	27,3	12,0	Dezembro 2018	Janeiro 2042
GE Paraíso dos Ventos do Nordeste	27,3	10,6	Janeiro, 2019	Mai, 2050
Potiguar	27,3	11,5	Dezembro 2018	Mai 2050
Bento Miguel				
São Bento do Norte I	23,1	10,1	Janeiro 2019	Agosto 2050
São Bento do Norte II	23,1	10,8	Janeiro 2019	Agosto 2050
São Bento do Norte III	23,1	10,2	Abril 2019	Agosto 2050
São Miguel I	21,0	9,3	Fevereiro 2019	Agosto 2050
São Miguel II	21,0	9,1	Fevereiro 2019	Agosto 2050
São Miguel III	21,0	9,2	Fevereiro 2019	Agosto 2050

⁽¹⁾ Conforme Portaria nº 360, de 30 de setembro de 2020, os empreendimentos que integram o complexo eólico São Bento Energia tiveram suas garantias físicas alteradas a partir de 1º de janeiro de 2021, conforme segue: Boa Vista (de 6,3 MW a 5,2 MW), Olho d'Água (de 15,3 MW a 12,8 MW), São Bento do Norte (de 14,6 MW a 11,3 MW) e Farol (de 10,1 MW a 8,8 MW).

⁽²⁾ De acordo com a Portaria nº 360 de 30 de setembro de 2020, alguns dos empreendimentos que integram o complexo eólico da Copel Brisa Potiguar tiveram suas garantias físicas alteradas a partir de 1º de janeiro de 2021, conforme segue: Asa Branca I (de 14,2 MW a 12,1 MW), Asa Branca II (de 14,3 MW a 11,9 MW), Asa Branca III (de 14,5 MW a 12,3 MW) e Eurus IV (de 14,7 MW a 12,4 MW).

⁽³⁾ A Copel possui 49,0% de participação na Voltalia São Miguel do Gostoso.

⁽⁴⁾ Em janeiro de 2019, São Bento do Norte I, II e III iniciaram suas operações comerciais com 100% de sua capacidade instalada, enquanto os São Miguel I, II e III iniciaram sua operação com 100% de sua capacidade instalada em fevereiro de 2019.

São Bento Energia. Em 25 de fevereiro de 2015, os quatro parques eólicos (Boa vista, Olho d'Água, São Bento do Norte e Farol) incluídos no Complexo do Parque Eólico de São Bento, localizado no estado do Rio Grande do Norte iniciaram suas operações. Com capacidade instalada de 94 MW e garantia física de 46,3 MW médios. Em agosto de 2010, 43,7 MW médios foram vendidos para 15 concessionárias de distribuição em leilões públicos da ANEEL a um preço médio ponderado de R\$134,40/MWh (reajustado anualmente pelo IPCA). A energia gerada por esses parques eólicos foi vendida através de contratos a termo de 20 anos.

Complexo Eólico Copel Brisa Potiguar. Em 15 de setembro de 2015, a Copel concluiu a instalação do Complexo Eólico Brisa Potiguar com capacidade instalada de 183,6 MW e garantia física de 98,4 MW médios. A garantia física de 57,7 MW médios dos Parques Eólicos Asa Branca I, Asa Branca II, Asa Branca III e Eurus IV foi contratualmente comprometida para distribuidores de energia elétrica no leilão de energia alternativa realizado em agosto de 2010, com um preço médio ponderado de R\$135,40/MWh (ajustado anualmente pelo IPCA) e 40,7 MW médios dos Parques Eólicos Santa Helena, Santa Maria e Ventos de Santo Uriel foi contratualmente comprometida no 6º Leilão de Energia de Reserva em agosto de 2011, com um

preço médio ponderado de R\$101,98/MWh (ajustado anualmente pelo IPCA). A energia a ser gerada foi vendida através de contratos com prazo de 20 anos e com pagamentos começando em abril de 2015.

Voltália São Miguel do Gostoso I. Em junho de 2014, negociamos com a Voltalia Energia do Brasil Ltda. (Voltalia) a aquisição de uma participação de 49% no Complexo de Parques Eólicos de São Miguel do Gostoso I, no estado do Rio Grande do Norte. O complexo de parques eólicos de São Miguel do Gostoso tem capacidade instalada de 108 MW e garantia física de 57,1 MW médio, e sua energia foi vendida no 4º Leilão de Energia de Reserva por um preço médio de R\$98,92/MWh por meio de contratos com vigência de 20 anos. Em abril de 2015, concluímos a construção desse complexo de parques eólicos, e, em julho e agosto de 2015, a ANEEL o classificou como pronto para operações comerciais. Esse complexo de parques eólicos iniciou sua produção em junho de 2017, após a conclusão das instalações de transmissão adequadas.

Cutia. O maior empreendimento eólico da Copel, denominado Cutia Empreendimentos Eólicos, está dividido em dois grandes complexos que totalizam 312,9 MW de capacidade instalada: (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 e localizados no Estado do Rio Grande do Norte; (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, na mesma região de outros complexos de parques eólicos que pertencem à Copel. Em 31 de outubro de 2014, no 6º Leilão de Energia de Reserva, vendemos 71,2 MW médios do Complexo Cutia por R\$144,00/MWh (preço máximo do leilão). Além disso, no 20º Leilão de Nova Energia (A-5), realizado em 28 de novembro de 2014, vendemos 54,8 MW médios dos seis parques eólicos do Complexo Bento Miguel por R\$136,97/MWh, através de Contratos de Disponibilidade com um prazo de 20 anos.

Em dezembro de 2018, os parques de Cutia, Guajiru e Esperança do Nordeste, todos do Complexo Cutia, iniciaram suas operações com 100% de sua capacidade instalada, enquanto os parques de Jangada, Maria Helena e Potiguar, que também fazem parte do Complexo Cutia, iniciaram suas operações comerciais na mesma data, com 85%, 54% e 77% de sua capacidade instalada, respectivamente. Em 20 de setembro de 2019, conforme Despacho ANEEL nº 2.593/2019, foram liberadas as últimas três unidades geradoras do parque GE Maria Helena. Com isso, o Complexo Eólico Cutia tornou-se totalmente operacional em 2019.

Em janeiro de 2019, São Bento Norte I, II entraram em operação comercial. Em fevereiro de 2019, São Miguel I, II e III entraram em operação comercial. Em abril de 2019, São Bento do Norte III entrou em operação comercial. Com isso, o Complexo Eólico Bento Miguel tornou-se totalmente operacional.

Instalações de Geração Termelétrica

A tabela a seguir apresenta informações sobre as usinas termelétricas em operação em 31 de dezembro de 2020:

Usina	Capacidade instalada (MW)	Garantia Física (GWh/ano)	Entrada em operação	Nossa Participação (%)	Vencimento da Concessão/Autorização
UTE Araucária	484,2	2.604,5 ⁽¹⁾	Setembro 2002	81,2 ⁽²⁾	Dezembro 2029
UTE Figueira	20,0	90,5	Abril 1963	100,0	Março 2019 ⁽³⁾

⁽¹⁾ A garantia física anual de usinas termelétricas como Araucária varia dependendo do preço do gás natural, conforme critérios estabelecidos pelo Ministério de Minas e Energia.

⁽²⁾ Copel 20,3% e Copel GeT 60,9%.

⁽³⁾ Atualmente, aguardamos que o Poder Concedente altere nosso contrato de concessão com relação à UTE Figueira, estendendo a concessão da usina termelétrica por mais 20 anos, conforme a Lei de Extensão de Concessão de 2013.

Araucária. Possuímos participação de 81,2% na UEG Araucária Ltda., usina termelétrica a gás natural localizada no estado do Paraná. A Usina Termelétrica de Araucária tem capacidade instalada de 484,2 MW, não possui Acordos de Disponibilidade atualmente em vigor e opera em um modelo de negócios no qual a receita depende da operação da usina. Quando despachada pelo ONS, a energia é vendida no Mercado de Curto Prazo da CCEE.

A partir de novembro de 2019, a usina também passou a ter a possibilidade de ser acionada na modalidade de cessão de créditos de energia, de acordo com o contrato firmado com a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobrás e conforme Resolução Normativa nº 614/2014 da ANEEL. Com base nesse contrato, vigente até 31 de dezembro de 2020, a usina poderá ser despachada mesmo fora da ordem de mérito, sendo que o fornecedor de gás da UTE Araucária informa, semanalmente, se vai acionar a usina. Nesse cenário, o despacho não será ao preço do CVU homologado pela ANEEL, mas sim por um valor acordado entre as partes, considerando, entre outros fatores, oportunidades de mercado e margens consideradas adequadas para a operação da usina, possibilitando, assim, a recuperação do custo fixo referente ao período de despacho.

Foi assinado um contrato de fornecimento de gás entre a Petróleo Brasileiro S.A - Petrobras e a UEG Araucária Ltda - UEGA. O contrato é válido de 21 de fevereiro a 31 de dezembro de 2020 e prevê a entrega de até 2.150.000 metros cúbicos de gás natural por dia, sem obrigatoriedade de retirada. Como resultado, a UTE Araucária permanecerá disponível para o Sistema Interligado Nacional - SIN e, portanto, poderá ser despachada a critério do ONS. No entanto, a UEG Araucária assinou uma emenda ao contrato de Transferência de Créditos de Energia com a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, de acordo com a Resolução Normativa nº 614/2014 da ANEEL, pelo mesmo período que o contrato de fornecimento de gás. A alteração permitirá que a usina seja despachada fora de ordem por mérito e o fornecedor de gás informará a UTE Araucária semanalmente se ativar a usina. Nesse contexto, o despacho não será cobrado na CVU aprovada pela ANEEL, mas pelo valor acordado entre as partes, levando em consideração, entre outros fatores, oportunidades de mercado e margens consideradas adequadas para a operação da usina, possibilitando a recuperação do custo fixo relacionado ao período de expedição. Com uma capacidade instalada de 484 MW, a usina de ciclo combinado é uma das mais eficientes do Brasil.

A UTE Araucária foi ativada em 8 de março de 2020, conforme cronograma da semana operacional do ONS. A ordem de expedição faz parte das medidas excepcionais adotadas na reunião de 4 de março de 2020 pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (“CMSE”) para a recuperação de reservatórios hidrelétricos na região sul do país. A remuneração da usina, portanto, será baseada no Custo Variável por Unidade - CVU aprovado pela ANEEL, no valor de R\$ 681,79 / MWh.

Figueira. A Usina Figueira está localizada na cidade de Figueira, no nordeste do Estado do Paraná (onde a principal bacia de carvão do Paraná está localizada). A Usina Figueira está atualmente no processo de modernização, que consiste em substituir o equipamento. Este processo visa tornar essa usina mais eficiente, reduzir as emissões de gases e partículas resultantes da queima do carvão e cumprir a legislação ambiental aplicável. Após a modernização, a usina terá a capacidade instalada de 20 MW com apenas uma unidade geradora e a garantia física de 17,7 MW, para que esteja em conformidade com a Resolução Normativa nº 801/2017, que define uma eficiência mínima de 25% para instalações com capacidade instalada até 50 MW.

Expansão e Manutenção da Capacidade Geradora

Esperamos investir R\$ 429,8 milhões em 2021 para expandir e manter nossa capacidade de geração, incluindo a participação em novos negócios, dos quais R\$ 270,2 milhões serão investidos no Parque Eólico Jandaíra, R\$ 35,6 milhões serão investidos na Usina Termelétrica Figueira e R\$ 22,0 milhões serão investidos no parque eólico Cutia. O restante valor será gasto na manutenção de equipamentos, na modernização das UHE Foz do Areia, PCH Bela Vista, Complexo Eólico Brisa Potiguar e São Bento e outros projetos.

Projetos de Usinas Hidrelétricas

Temos interesse em vários projetos de geração hidrelétrica. A tabela a seguir apresenta informações a respeito de nossos principais projetos de geração hidrelétrica em construção.

Usina	Capacidade instalada	Garantia Física estimada ⁽¹⁾	Custo de conclusão orçado	Início de operação (Previsto)	Nossa Participação	Situação
	(MW)	(GWh/ano)	(R\$ milhões)		(%)	
PCH Bela Vista	29	145	200	Janeiro 2024	100,0	Concessão outorgada

⁽¹⁾ Valores usados para determinação de volumes comprometidos para venda.

Bela Vista. Em agosto de 2018, participamos do leilão A-6 como membro do Consórcio Bela Vista Geração e vendemos 14,7 MW da PCH Bela Vista, ao preço de R\$195,70/MWh. Com investimento estimado de R\$200,0 milhões, a PCH Bela Vista possui 29 MW de capacidade instalada e 16,6 MW de garantia física e será construída no rio Chopim, nos Municípios de São João e Verê, localizados no sudoeste do Estado do Paraná. O contrato de venda de energia entrará em vigor a partir de 1º de janeiro de 2024, pelo prazo de 30 anos, e sofrerá reajuste anual pelo IPCA. A construção desta instalação iniciou no primeiro semestre de 2019.

Projetos de Parques Eólicos

A tabela a seguir apresenta informações sobre nossos projetos de parques eólicos, que atualmente se referem ao Complexo Eólico Jandaíra. Em outubro de 2019, a Copel GeT e sua subsidiária Cutia Empreendimentos Eólicos ingressaram no Leilão de Energia Nova A-6 ANEEL e venderam 14,4 MW médios do parque eólico de Jandaíra por R\$98,00 MW/h. Esperamos investir R\$400 milhões neste novo parque eólico, com capacidade instalada equivalente a 90,1 MW e garantia física equivalente a 47,6 MW. O Complexo Eólico Jandaíra será construído no estado do Rio Grande do Norte e, como outros ativos eólicos da Copel estão localizados na mesma região, acreditamos que esse projeto possa se beneficiar de sinergias operacionais relacionadas aos nossos projetos já em operação.

A quantidade de energia vendida em outubro de 2019 corresponde a 30% da garantia física do projeto. De acordo com o contrato de compra e venda de energia firmado em conexão com o acima exposto, essa quantidade de energia será fornecida a partir de 1º de janeiro de 2025, este contrato estará em vigor por 20 anos e os preços serão ajustados de acordo com o IPCA. A energia adicional gerada pelo parque eólico de Jandaíra será negociada no Mercado Livre.

Parque Eólico	Capacidade instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)	Custo de conclusão orçado (R\$milhões)	Início de operação ⁽¹⁾	Nossa Participação (%)	Vencimento da concessão
Complexo Eólico Jandaíra	90,1	47,6	411,6	1º Janeiro 2025	100,0	Abril 2055
Jandaíra I	10,4	5,3	-	-	100,0	Abril 2055
Jandaíra II	24,3	13,5	-	-	100,0	Abril 2055
Jandaíra III	27,7	14,6	-	-	100,0	Abril 2055
Jandaíra IV	27,7	14,2	-	-	100,0	Abril 2055

⁽¹⁾ O início da operação comercial de cada parque eólico ocorrerá a partir de maio de 2022, de forma escalonada. Em 1º de janeiro de 2025 ocorrerá o início do fornecimento dos contratos de ambiente regulado.

Projetos de Desenvolvimento

Estamos participando de várias iniciativas para o estudo da viabilidade técnica, econômica e ambiental de alguns projetos de geração hidrelétrica, eólica, solar fotovoltaica e termelétrica. A tabela a seguir apresenta informações a respeito desses projetos de geração propostos considerados viáveis sob uma perspectiva técnica, econômica, social, ambiental e territorial, de acordo com os estudos acima mencionados.

Projetos Propostos ⁽¹⁾	Capacidade Instalada		Nossa Participação (%)
	Estimada (MW)	Garantia física Estimada (GWh/ano)	
UHE São Jerônimo	330,0	1.560,2	41,2
Parque eólico Complexo Alto Oriente	62,4	262,2	100,0
UHE Salto Grande	49,0	221,3	100,0
PCH Salto Alemã	29,8	160,8	19,0
TOTAL	471,2	2.204,5	-

⁽¹⁾ Não incluídos outros projetos da Copel cuja viabilidade técnica, econômica, social, ambiental e fundiária esteja sendo analisada.

A Copel é membro do Consórcio Geração Luz Paranaense - CGLP, que recebeu direitos de exploração relacionados aos seguintes projetos: (i) PCH Foz do Curucaca; (ii) PCH Salto Alemã; (iii) PCH Alto Chopim e (iv) PCH Rancho Grande. Depois de ter obtido a autorização aplicável da ANEEL e ter avaliado o potencial hidráulico de cada projeto, o consórcio decidiu por continuar os estudos somente com a PCH Salto Alemã e a PCH Foz do Curucaca e devolver os direitos de exploração dos projetos PCH Alto Chopim e PCH Rancho Grande à ANEEL. O desenho básico da PCH Salto Alemã já havia sido aprovado pela ANEEL em 2017 e os estudos ambientais relacionados a esse projeto foram registrados no órgão competente (IAT - Instituto Água e Terra do Paraná) para análise. Desde 2018, a COPEL detém os direitos da UHE Salto Grande, localizada no rio Chopim, no estado do Paraná. Os estudos ambientais relacionados a este projeto foram registrados no IAT para análise em fevereiro de 2020 e o projeto básico foi aprovado pela ANEEL em novembro de 2020.

Tendo em vista que estão previstos quatro leilões de energia em 2021, pretendemos licitar concessões para construção e operação de novas usinas hidrelétricas e solares fotovoltaicas ou parques eólicos em leilões de energia no mercado regulado para novos projetos de geração. Estamos estudando a viabilidade de nossa participação nos projetos hidrelétricos, eólicos e solares fotovoltaicos planejados para serem listados nos leilões de 2021 ou vender a energia no mercado livre de eletricidade (Mercado Livre). Também realizaremos estudos de novas usinas hidrelétricas. Por exemplo, temos parceria com a BE - Empresa de Estudos Energéticos S.A., Minas PCH S.A. e SILEA Participações Ltda. desenvolver estudos na região baixa do rio Chopim, que possam levar ao desenvolvimento de mais 4 (quatro) projetos hidrelétricos. Também estamos conduzindo estudos relacionados a futuros leilões governamentais de parques eólicos, usinas solares fotovoltaicas e hidrelétricas, pequenas centrais hidrelétricas e termelétricas dos quais poderemos eventualmente participar. Outros projetos de energia renovável em estudo ou desenvolvimento incluem o uso de resíduos sólidos urbanos na geração de energia e energia termossolar. Por exemplo, desde 2017, a Copel realiza medições solarimétricas em duas estações solarimétricas localizadas em áreas arrendadas pela Copel Brisa Potiguar. O desenvolvimento de projetos de energia solar nessas áreas ainda está em análise e os respectivos estudos deverão estar concluídos para poder submeter tais projetos aos leilões de energia em 2021.

Também estamos desenvolvendo estudos para a implementação/aquisição de projetos relacionados à Geração Distribuída, Biomassa (cana de açúcar e resíduos florestais), Biogás e Gás Natural. Além desses projetos de geração de energia, também estão sendo estudadas oportunidades de investimento em novos ativos de transmissão de energia cuja concessão será licitada pelo Governo Federal ou ativos existentes que tenham sinergia com o portfólio atual da Companhia.

Transmissão e Distribuição

Geral

A energia elétrica é transferida das usinas para os clientes através de sistemas de transmissão e distribuição. Transmissão é a transferência de grandes volumes de energia elétrica das instalações geradoras aos sistemas de distribuição por meio do Sistema Interligado de Transmissão, em tensões iguais ou superiores a 230 kV. Distribuição é a transferência de energia elétrica aos consumidores finais, em tensões iguais ou inferiores a 138 kV. A tabela seguinte apresenta informações relativas às nossas redes de transmissão e distribuição nas datas indicadas.

	Em 31 de dezembro de				
	2020	2019	2018	2017	2016
Linhas de transmissão (km):					
230 kV e 500 kV	3.127,6	3.127,6	3.025,4	2.691,8	2.514,0
138 kV	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
69 kV ⁽¹⁾	-	-	-	-	-
Linhas de distribuição (km):					
230 kV ⁽²⁾	-	-	-	-	165,5
138 kV	6.547	6.506,7	6.264,8	5.935,0	5.970,3

69 kV	755	755,6	751,2	866,4	695,4
34,5 kV	86.489	85.734,5	85.185,2	84.639,2	84.071,3
13,8 kV	108.384	106.955,7	106.172,4	105.510,6	104.556,0
Capacidade de transformação (MVA):					
Subestações de transmissão e distribuição (69 kV – 500 kV) ⁽³⁾	23.918,2	23.860,2	22.825,1	22.849,3	22.535,4
Subestações elevadoras de geração	6.691,0	6.691,0	6.355,0	6.335,0	6.335,0
Subestações de distribuição (34,5 kV)	1.594,2	1.545,8	1.502,3	1.537,9	1.488,5
Transformadores de distribuição	14.180,8	13.800,9	13.404,6	12.956,9	12.548,2
Perdas totais de energia ^{(4) (5)}	7,8%	7,0%	8,3%	7,8%	8,1%

⁽¹⁾ Conforme aprovado pela ANEEL em 2008, essas linhas de transmissão de 69 kV da Copel Distribuição foram transferidas para a Copel Geração e Transmissão, uma vez que eram parte do nosso segmento de negócios de transmissão.

⁽²⁾ Devido a melhorias nos sistemas de registro e controle utilizados pela Copel Distribuição para classificar e registrar suas linhas de transmissão, as linhas foram classificadas de acordo com sua tensão de isolamento e não de acordo com sua estrutura e componentes isolados. Consequentemente, todas as linhas anteriormente registradas pela Copel Distribuição foram reclassificadas e não há mais linhas classificadas em 230 kV.

⁽³⁾ Esse número inclui transformadores de tensão primária de 69 kV e 138 kV, que pertencem à Copel Distribuição mas foram instalados em subestações de 230 kV e 525 kV, que pertencem à Copel Geração e Transmissão.

⁽⁴⁾ Percentual de perdas na energia injetada no distribuidor (perdas técnicas e não técnicas de energia injetada). Não considera perdas na rede básica.

⁽⁵⁾ Observamos que os percentuais mensurados até 2016 e reportados em relatórios anteriores da Companhia refletem os valores de perdas físicas (técnicas), perdas comerciais (não técnicas) e perdas na rede básica (alocação de acordos no centro de gravidade do submercado) da Copel Distribuição, bem como as perdas relacionadas à alocação de contratos da Copel GeT. Esses percentuais foram calculados considerando o total de contratos de compra e venda de energia celebrados pela Copel Distribuição e pela Copel GeT. Para melhor representação e comparação do percentual de perdas, considerou-se o percentual obtido pela divisão do total de perdas técnicas e não técnicas pela energia injetada na rede da Copel Distribuição. Esse percentual pode ser comparado a outras empresas e tem um significado físico mais preciso, uma vez que utiliza a base de dados de dados medidos e não a informação retirada dos acordos do período em análise.

Transmissão

Nosso sistema de transmissão abrange todos os nossos ativos de 230 kV ou voltagem superior e uma pequena parcela dos ativos de 69 kV e 138 kV, que são usados para transmitir a energia que geramos e a energia que recebemos de outras fontes. Além de usar as linhas de transmissão para fornecer energia a clientes no Estado do Paraná, transmitimos energia através do Sistema Interligado de Transmissão. Duas companhias pertencentes ao Governo Federal, a Companhia de Geração e Transmissão de Energia Elétrica do Sul do Brasil – CGT Eletrosul e Furnas, também mantêm sistemas de transmissão significativos no Estado do Paraná. Furnas é responsável pela transmissão de energia elétrica de Itaipu, enquanto o sistema de transmissão da CGT Eletrosul interliga os Estados do Sul do Brasil. A Copel, assim como todas as outras companhias que possuem instalações de transmissão, é obrigada a permitir que terceiros utilizem suas instalações de transmissão em troca de pagamento em nível estabelecido pela ANEEL.

Atualmente, realizamos a operação e a manutenção de 3.524 km de linhas de transmissão, quarenta e uma (41) subestações no Estado do Paraná e duas (2) subestações no estado de São Paulo. Além disso, temos participação com outras empresas para operar 4,028. km de linhas de transmissão e sete (7) subestações através de sociedades com propósito específico (SPEs).

A tabela abaixo apresenta informações sobre nossos ativos de transmissão em operação:

Subsidiária / SPE	Linhas de Transmissão	Extensão LT (km)	No. de Subestações	Data de Término da Concessão	Nossa Participação	RAP ¹ (R\$ milhões)
COPEL GeT	Principal Concessão de Transmissão ⁽¹⁾	2.026	34	Dezembro 2042	100%	505,4
COPEL GeT	LT Bateias - Jaguariaiva	137	-	Agosto 2031	100%	11,6
COPEL GeT	LT Bateias - Pilarzinho	32	-	Março 2038	100%	1,1
COPEL GeT	LT Foz - Cascavel Oeste	116	-	Novembro 2039	100%	12,7
COPEL GeT	Subestação Cerquillo III	-	1	Outubro 2040	100%	5,2
COPEL GeT	LT Londrina – Figueira Foz do Chopim – Salto Osório	102	-	Agosto 2042	100%	6,2
COPEL GeT	LT Assis – Paraguaçu Paulista Subestação Paraguaçu Paulista II	83	1	Fevereiro 2043	100%	9,7

COPEL GeT	Subestação Curitiba Norte LT Bateias – Curitiba Norte	31	1	Janeiro 2044	100%	10,2
COPEL GeT	Subestação Realeza Sul LT Foz do Chopim- Realeza Sul	52	1	Setembro 2044	100%	8,0
COPEL GeT	LT Assis – Londrina	122	-	Setembro 2044	100%	20,8
COPEL GeT	TL Araraquara II – Taubaté	334	-	Outubro 2040	100%	32,0
COPEL GeT	TL Baixo Iguazu – Realeza	188	3	April, 2046	100%	119,1
Uirapuru (Copel GeT – 100%)	TL Curitiba Centro – Uberaba TL Curitiba Leste - Blumenau TL Ivaiporã - Londrina	120	-	March, 2035	100%	37,1
Costa Oeste (Copel GeT – 100%) ⁽²⁾	LT Cascavel Oeste - Cascavel Norte LT Cascavel Norte - Umuarama Sul	152	1	Janeiro 2042	100%	12,8
Marumbi (Copel GeT – 100%) ⁽²⁾	LT Curitiba – Curitiba Leste	29	1	Mai 2042	100%	19,9
Subtotal Copel GeT		3.524	43			726,3
Caiuá Transmissora	LT Guaíra - Umuarama Sul LT Cascavel Norte - Cascavel Oeste Subestação Santa Quitéria / Subestação Cascavel Norte	142	2	Mai 2042	49% ⁽³⁾	11,8
Integração Maranhense	LT Açailândia-Miranda II	365	-	Mai 2042	49% ⁽³⁾	17,8
Matrinchã	LT Paranaíta - Ribeirãozinho	1.005	3	Mai 2042	49% ⁽³⁾	97,7
Guaraciaba	LT Ribeirãozinho - Marimbondo	600	1	Mai 2042	49% ⁽³⁾	48,4
Paranaíba	LT Barreiras II - Pirapora II	953	-	Mai 2043	24,5% ⁽³⁾	35,4
Cantareira	LT Estreito – Fernão Dias	342	-	Setembro 2044	49% ⁽³⁾	52,2
Mata de Santa Genebra ¹⁾	LT Araraquara II – Atatiba LT Bateias - Atatiba	621	1		50,1% ⁽³⁾	124,6
Subtotal SPEs		4.028	7			388,0
Total		7.552	50			1.199,7

⁽¹⁾ Nossas principais concessões de transmissão abrangem várias linhas de transmissão.

⁽²⁾ Em março de 2019, a Copel GeT assinou contrato de compra e venda de ações com a Centrais Elétricas Brasileiras S.A.e a Fundação Eletrosul de Previdência e Assistencial Social – Elos para transferência de 100% das ações da SPE Uirapuru Transmissora de energia S.A.. Em 28 de junho de de 2019 a Copel GeT assumiu o controle da companhia.

⁽³⁾ Refere-se à participação detida pela Copel Geração e Transmissão.

⁽⁴⁾ Considera circuitos duplos como única extensão.

Expansão e Manutenção de Instalações de Transmissão

A construção de novos ativos de transmissão de 230 kV e superiores deve ser concedida por meio de licitação ou autorizada pela ANEEL. Estamos autorizados pela ANEEL a efetuar pequenas melhorias em algumas das instalações existentes de 230 kV e 500 kV.

Em novembro de 2013, a SPE Mata de Santa Genebra Transmissora, uma parceria estratégica entre a Copel (50,1%) e Furnas (49,9%), conquistou o direito de construir e operar 847 km de linhas de transmissão e três subestações nos Estados do Paraná e São Paulo . O cronograma de construção do empreendimento Mata de Santa Genebra foi afetado por sucessivos atos de vandalismo, que resultaram no desabamento de torres e furto de cabos de alumínio em linhas de transmissão já instaladas e comissionadas, em diferentes trechos do empreendimento. Em 11 de novembro de 2020, entrou em operação comercial a LT 440 kV Fernão Dias / Taubaté, último ativo do projeto SPC Mata de Santa Genebra. Com a conclusão dessas etapas, o SPC Mata de Santa Genebra entrou em operação plena. O projeto tem uma RAP de R\$ 248,7 milhões, dos quais R\$ 124,6 milhões são relativos à participação da Copel.

Em novembro de 2015, a Copel GeT venceu o leilão público da ANEEL nº 005/2015 para a construção e operação de 188 km de linhas de transmissão nos Estados do Paraná e Santa Catarina, e três (3) subestações no Estado do Paraná, com um total capacidade de 900 MVA. Com uma RAP de R\$ 119,1 milhões, o contrato de concessão correspondente foi assinado em abril de 2016, e a instalação remanescente

que ainda se encontrava em construção, a linha de transmissão Curitiba Leste - Blumenau, entrou em operação em 1º de abril de 2021. Essa instalação teve uma RAP no leilão de R\$ 24,9 milhões e, em valores atuais, tem uma RAP de R\$ 38,6 milhões aprovada para o ciclo de reajuste tarifário 2020-2021.

Distribuição

Nosso sistema de distribuição consiste de ampla rede de linhas aéreas e subestações com tensões de até 138 kV. Energia elétrica em tensão mais alta é fornecida a consumidores industriais e comerciais maiores, e energia elétrica em tensão mais baixa é fornecida a consumidores residenciais, pequenos consumidores industriais, consumidores comerciais e outros. Em 31 de dezembro de 2020, fornecíamos energia elétrica a uma área geográfica que abrangia 97% do Paraná e atendíamos a mais de 4,8 milhões de consumidores.

Nossa rede de distribuição inclui 202.085 km de linhas de distribuição, 446.549 transformadores de distribuição e 230 subestações de distribuição de 34,5 kV, 36 subestações de 69 kV e 112 subestações de 138 kV. Durante 2020, 122.612 novos clientes cativos foram conectados à nossa rede, incluindo clientes conectados por meio de programas de eletrificação rural e urbana. Continuamos a implementar linhas de distribuição de projeto de rede compacta em áreas urbanas com grande concentração de árvores nas proximidades da rede de distribuição.

Temos cinco (5) consumidores cativos que são fornecidos diretamente com energia em alta tensão (69 kV e acima) por meio de conexões com nossas linhas de distribuição. O volume de energia comercializada para esses clientes foi de 25.272MWh em 2020. Também somos responsáveis por expandir a rede de distribuição de 138 kV e 69 kV em nossa área de concessão para atender qualquer crescimento futuro de demanda.

Em 16 de outubro de 2019, a Copel Distribuição lançou um programa para modernizar sua rede de distribuição, denominado “Programa de Transformação”. O Programa de Transformação é composto por três projetos: “Confiabilidade Total”, “Paraná Trifásico” e “Smart Grid Copel”. O objetivo é melhorar a infraestrutura, principalmente nas áreas rurais, para melhorar a qualidade do fornecimento de energia e reduzir o período de restauração em caso de falta de energia. Com investimentos de até R\$ 2,9 bilhões até 2025, que comporão a Base de Remuneração Regulatória, o Programa de Transformação envolve a construção de aproximadamente 25.000 quilômetros de redes de energia, 15.000 novas conexões de energia automatizadas e a instalação de tecnologia de rede inteligente no Estado do Paraná. O Projeto Smart Grid trata da implantação de uma rede de comunicação para equipamentos de automação da distribuição e para medidores inteligentes. Além disso, estão incluídos neste projeto sistemas informatizados para uma gestão eficiente desta rede de comunicação.

Desempenho do Sistema de Distribuição

As perdas totais são normalmente divididas em componentes técnico e não técnico. As perdas técnicas são inerentes ao transporte de energia elétrica e consistem principalmente em dissipação de energia na rede de linhas. Perdas não técnicas (ou comerciais) são causadas por ações externas ao sistema de energia (por exemplo, roubo de energia elétrica). Uma vez que as perdas totais compreendem tanto parcelas técnicas como não técnicas, este último é facilmente calculado como a diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas estimadas inerentes ao sistema.

As perdas totais em nosso sistema de distribuição estão segmentadas entre (i) perdas na rede básica (tensão igual ou superior a 230kv), externas à nossa rede de distribuição e com uma causa técnica, e (ii) perdas na rede de distribuição (internas à nossa rede de distribuição), que geralmente são causados tanto por razões técnicas e quanto não técnicas.

As perdas na rede básica são calculadas mensalmente pelo CCEE como a diferença entre a geração total e a energia efetivamente entregue às redes de distribuição. As perdas totais de nossa rede de distribuição são calculadas como a diferença entre a energia alocada ao sistema e a energia fornecida aos clientes. Nossas perdas totais de distribuição de energia (incluindo o sistema de transmissão, perdas técnicas e comerciais) totalizaram 9,4% do total de energia disponível em 2020, sendo (i) 1,6% referente a perdas na rede básica, (ii) 6,0% das perdas técnicas e (iii) 1,8% das perdas não técnicas.

A ANEEL garante a transferência de todas as perdas de energia para os consumidores finais quando as perdas reais são inferiores às perdas regulatórias. O cálculo é feito dentro do período regulatório, que é diferente do ano civil, e assim saberemos o resultado apenas no próximo reajuste tarifário, em junho de 2021. Mas a nossa simulação indica que no ano civil, de janeiro a dezembro de 2021, teremos todas as perdas transferidas para os consumidores finais.

Além disso, a ANEEL exige que as distribuidoras observem certas normas de "continuidade do fornecimento de energia", ou seja, (i) a duração das interrupções por cliente por ano ou DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora e (ii) a frequência de interrupções por cliente por ano ou FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora. As informações relativas à duração e à frequência das paralisações para nossos clientes são apresentadas no quadro a seguir para os anos indicados.

Qualidade do indicador de fornecimento	2020	2019	2018	2017	2016
DEC – Duração de interrupções por consumidor- por ano (em horas)	07h50min	09h07min	10h19min	10h28min	10h49min
FEC – Frequência de interrupções por consumidor por ano (número de interrupções)	5,61	6,02	6,22	6,83	7,23

Nós cumprimos os indicadores de qualidade definidos pela ANEEL para 2020, que penaliza a falta de energia além do número médio de horas por cliente, em cada caso calculados numa base anual. Esses limites variam de acordo com a região geográfica, e o limite médio estabelecido pela ANEEL para a nossa empresa de distribuição foi de 9 horas e 47 minutos de interrupções por cliente por ano, um total de 7,38 interrupções por cliente por ano. O não cumprimento desses padrões predeterminados em relação a um Consumidor Final resulta na redução do valor que podemos cobrar de tais Consumidores em períodos futuros.

Além disso, os indicadores de meta de qualidade são considerados pela ANEEL durante procedimentos de renovação da concessão de distribuição e também influenciam o cálculo da ANEEL referente aos nossos ajustes tarifários. Para obter mais informações, consulte “Concessões de Distribuição” e “Tarifas de Distribuição”.

Compras para o Mercado Cativo

A tabela a seguir contém informações sobre os volumes, os custos e as tarifas médias das principais fontes de energia elétrica que adquirimos nos últimos três anos.

Fonte	2020	2019	2018
Itaipu			
Volume (GWh)	5.498	5.533	5.726
Custo (milhões de R\$)	1.766,1	1.317	1.272,2
Tarifa média (R\$/MWh)	327,09	238	222,18
Angra			
Volume (GWh)	968	979	1.009
Custo (milhões de R\$)	269	248	250,3
Tarifa média (R\$/MWh)	277,73	253	248,07
CCGF			
Volume (GWh)	6.136	6.274	6.520
Custo (milhões de R\$)	673	642	593,0
Tarifa média (R\$/MWh)	109,68	102,32	90,95

Leilões no mercado regulado			
Volume (GWh) ⁽¹⁾	11.733	12.515	10.783
Custo (milhões de R\$) ⁽²⁾	2.207	2.257	2.080,8
Tarifa média (R\$/MWh)	188,08	180,34	192,97

⁽¹⁾ Os números não incluem as atribuições relacionadas ao MCSD-EN e MVE.

⁽²⁾ Os números não incluem energia de curto prazo adquirida na CCEE.

Itaipu

Adquirimos 5.498 GWh de energia elétrica de Itaipu em 2020, o que constituiu 9,8% de nossa disponibilidade total de energia elétrica em 2020 e 22,1% da disponibilidade de energia elétrica da Copel Distribuição em 2020. Nossas compras representaram aproximadamente 7,2% da produção total de Itaipu. As concessionárias de distribuição que operam mediante concessões nas regiões centro-oeste, sul e sudeste do Brasil são obrigadas por lei a adquirir a porção brasileira da energia gerada por Itaipu proporcionalmente ao volume de energia elétrica que elas fornecem aos clientes. As tarifas pelas quais essas companhias são obrigadas a comprar energia de Itaipu são fixadas para cobrir as despesas operacionais de Itaipu e o pagamento do principal e juros dos empréstimos de Itaipu em dólares americanos, assim como o custo de transmissão até suas áreas de concessão. Essas tarifas são expressas em dólares americanos e foram fixadas em US\$28,071 por kW por mês em 2021.

Em 2020, pagamos uma tarifa média de R\$ 327,09 por MWh pela energia adquirida de Itaipu, contra R\$237,94 por MWh em 2019. Esses números não incluem a tarifa de transmissão que as companhias de distribuição devem pagar pela transmissão de energia de Itaipu.

ANGRA

Devido ao fato de a Eletronuclear ter renovado a concessão de geração da Angra de acordo com a Lei sobre Prorrogação de Concessões de 2013 - Lei nº 12.783/2013, a energia gerada pela Angra não é mais vendida no mercado regulado. De acordo com essa Lei, a energia é alocada para as distribuidoras de acordo com o sistema de cotas estabelecido pela Lei nº 12.783/2013. Para obter mais informações, consulte o “Item 4. Informações Sobre a Companhia - O Setor Elétrico Brasileiro”. Como resultado, a Copel Distribuição foi legalmente obrigada a comprar 968 GWh da Usina de Angra em 2020, 979 GWh em 2019 e 1.009 GWh em 2018.

Contrato de Cotas de Garantia Física – CCGF

De acordo com a Lei nº 12.783/2013, algumas concessionárias de geração renovaram seus contratos de geração e, deste modo, não vendem mais a energia produzida por essas unidades de geração em leilões no mercado regulado. Essa energia é alocada para companhias de distribuição de acordo com o sistema de cotas estabelecido pela Lei nº 12.783/2013. Para mais informações, vide “Item 4. Informações Sobre a Companhia - O Setor Elétrico Brasileiro”. A Copel Distribuição é obrigada a adquirir energia dessas concessionárias de geração que renovaram as concessões de geração de acordo com o sistema de cotas. A Copel Distribuição adquiriu 6.136 GWh em contratos de CCGF em 2020, 6.274 GWh em 2019 e 6.520 GWh em 2018.

Leilões no Mercado Regulado

Em 2020, adquirimos 11.733 GWh de energia termelétrica e hidrelétrica por meio de leilões no mercado regulado. Essa energia representa 47,3% da energia elétrica total que adquirimos. Para mais informações sobre o mercado regulado e o mercado livre, ver “Item 4. Informações sobre a Companhia - O Setor Elétrico Brasileiro”.

Vendas a Consumidores Cativos

Em 2020, fornecemos aproximadamente 97% da energia distribuída diretamente a consumidores cativos no Paraná. Nossa área de concessão inclui quase 4,8 milhões de clientes localizados no Paraná e em um município do Estado de Santa Catarina, localizado ao sul do Paraná. Em 2020, o consumo total de energia de nossos consumidores cativos foi de 19.180 GWh, uma redução de 3,1% contra os 19.784 GWh em 2019.

Categoria de compradores	Exercício encerrado em 31 de dezembro de				
	2020	2019	2018	2017	2016
	(GWh)				
Consumidores Industriais	2.314	2.648	2.935	3.254	5.753
Residencial	7.910	7.499	7.238	7.126	6.932
Comercial	4.172	4.730	4.652	4.651	5.059
Rural	2.451	2.361	2.288	2.257	2.180
Outros ⁽¹⁾	2.333	2.546	2.481	2.455	2.404
Total⁽²⁾	19.180	19.784	19.594	19.743	22.327

⁽¹⁾ Inclui serviços públicos como iluminação pública, fornecimento a municípios e outros órgãos governamentais e nosso consumo próprio.

⁽²⁾ O total de GWh não inclui nossas perdas de energia.

Vendas a Consumidores Livres

Atuamos no Ambiente de Contratação Livre (ACL) de energia por meio das subsidiárias integrais Copel Geração e Transmissão e Copel Comercialização. Em dezembro de 2020, atendíamos 912 consumidores livres, dos quais 877 pela Copel Comercialização e 35 pela Copel GeT, representando aproximadamente 8,0% de nossas receitas operacionais consolidadas e aproximadamente 14,9% do total de nossa energia elétrica comercializada. Durante 2020, o total do consumo de energia de nossos consumidores livres foi 7.988 GWh, 16,4% maior do que o consumo de 6.860 GWh de 2019.

Categoria de compradores	Exercício encerrado em 31 de dezembro de				
	2020	2019	2018	2017	2016
	(GWh)				
Consumidores Industriais.....	7.308	6.352	5.728	4.435	3.821
Comercial.....	680	508	327	196	2
Total.....	7.988	6.860	6.055	4.631	3.823

A tabela seguinte apresenta o número de consumidores finais da Copel, considerando cativos e livres, em cada categoria em 31 de dezembro de 2020.

Categoria	Número de Consumidores Finais
Industrial	71.904
Residencial	3.944.556
Comercial	413.599
Rural	347.592
Outras ⁽¹⁾	60.072
Total	4.837.723

(1) Inclui iluminação pública, fornecimento a municípios e outros órgãos governamentais, serviços públicos e nosso consumo próprio.

Consumidores industriais e comerciais responderam por aproximadamente 10,2% e 17,9%, respectivamente, de nossas receitas totais de venda aos consumidores finais em 2020. Em 2020, 32,5% das nossas receitas totais de vendas de energia foram oriundas de vendas a consumidores residenciais.

Tarifas

Tarifas de Fornecimento. Classificamos nossos consumidores em dois grupos (“Consumidores do Grupo A” e “Consumidores do Grupo B”), com base no nível de tensão em que a energia é fornecida e em serem eles consumidores industriais, comerciais, residenciais ou rurais. Cada consumidor se enquadra num determinado nível tarifário definido por lei e baseado na classificação do consumidor, embora haja alguma

flexibilidade de acordo com a natureza da demanda de cada consumidor. Sob a legislação brasileira, consumidores em baixa tensão como os consumidores residenciais (excluídos os consumidores residenciais de baixa renda, como definido abaixo) pagam as tarifas mais altas, seguidos pelos consumidores em 13,8 kV e 34,5 kV (geralmente comerciais), e pelos consumidores em 69 kV e 138 kV (geralmente industriais).

Os Consumidores do Grupo A recebem energia elétrica em tensões de 2,3 kV ou superiores e as tarifas aplicáveis a eles baseiam-se no nível de tensão efetivo em que a energia é fornecida no horário do dia em que a energia é fornecida. As tarifas têm dois componentes: “demanda” e “energia”. O componente “demanda”, expresso em reais por kW, baseia-se no maior entre (i) a capacidade firme contratada e (ii) a capacidade efetivamente utilizada. O componente “energia”, expresso em reais por MWh, baseia-se no volume de energia efetivamente consumido, registrado por nossas medições.

Os consumidores do grupo B recebem energia em tensões inferiores a 2,3 kV, e as tarifas aplicáveis a eles abrangem somente um componente “energia” e baseiam-se na classificação dos consumidores.

A ANEEL atualiza nossas tarifas anualmente, geralmente em junho. Para maiores informações sobre os ajustes de tarifas de distribuição concedidos pela ANEEL em anos recentes, vide “Item 5. Revisão e Perspectivas Operacionais e Financeiras – Visão Geral – Tarifas e Preços”.

A tabela seguinte apresenta as tarifas médias para cada categoria de consumidores finais em 2020, 2019 e 2018.

Tarifas	2019	2018	2017
	(R\$/MWh)		
Industrial	487,41	488,78	767,87
Residencial	498,82	504,36	505,08
Comercial	574,57	574,41	527,31
Rural	489,57	466,9	345,80
Outros consumidores	356,03	364,49	375,99
Todos os Consumidores Finais	537,81	534,32	514,94

Consumidores Residenciais de Baixa Renda. Pela legislação brasileira, somos obrigados a oferecer tarifas com desconto para certos consumidores residenciais de baixa renda. Em dezembro de 2020, atendemos aproximadamente 331.061 Consumidores Residenciais de Baixa Renda. Para atender esses consumidores, em 2020, recebemos subsídio de aproximadamente R\$101,8 milhões do Governo Federal, aprovado pela ANEEL.

A tabela abaixo apresenta as atuais taxas mínimas de desconto aprovadas pela ANEEL para cada categoria de Consumidores Residenciais de Baixa Renda.

Consumo	Desconto sobre a Tarifa Básica
Até 30 kWh por mês	65%
De 31 a 100 kWh por mês	40%
De 101 a 220 kWh por mês	10%

Consumidores Especiais. Consumidores de nossa unidade de distribuição que consomem pelo menos 500 kWh (“Consumidores Especiais”) podem escolher seu fornecedor de energia se este gerar sua energia a partir de fontes alternativas, tais como pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas ou de biomassa. Os Consumidores Especiais que optarem por adquirir energia de outro fornecedor, que não a Copel Geração e Transmissão, continuam a usar nossa rede de distribuição e a pagar nossa tarifa de distribuição. Entretanto, como incentivo para os Consumidores Especiais adquirirem energia de fontes alternativas, somos obrigados a reduzir a tarifa paga por eles em 50%. Esse desconto é subsidiado pelo governo federal brasileiro e, portanto, não tem impacto sobre as receitas de nossa unidade de distribuição.

Tarifas de Transmissão. As concessionárias de transmissão fazem jus a receitas anuais baseadas na rede de transmissão que possuem e operam. Essas receitas são reajustadas anualmente conforme critérios estipulados nos respectivos contratos de concessão. Somos parte direta de doze (12) contratos de concessão de

transmissão, onze (11) dos quais estão em fase operacional e um (1) em construção. O modelo de receita não é igual para todos. 1,5% de nossas receitas de transmissão são corrigidas anualmente pelo IGP-M e os outros 98,5% estão sujeitos ao processo de revisão tarifária.

A primeira revisão periódica de nossa concessão principal de transmissão prevista para 2005 só foi realizada em 2007, momento em que a ANEEL reduziu as tarifas em 15,08%. Esse reajuste foi aplicado retroativamente a julho de 2005 e repassado a nossos consumidores finais até junho de 2009. Além disso, em julho de 2010, de acordo com a segunda revisão periódica de nossa concessão principal, a ANEEL aprovou provisoriamente uma redução em nossa tarifa de transmissão de 22,88%, aplicada às receitas de novas instalações do Sistema Interligado, e aplicada retroativamente a partir de 1º de julho de 2009. Em junho de 2011, a ANEEL revisou os números da segunda revisão periódica e reduziu a receita anual para 19,94%. O restante de nossas receitas anuais foi reajustado pelo IGP-M ou IPCA, conforme o contrato.

No final de 2012, a Copel decidiu antecipar a prorrogação do contrato de sua principal de concessão de transmissão (que corresponde a 78% das linhas de transmissão da Companhia em operação), que venceria em 2015, de acordo com as novas normas da Lei nº 12.783/2013, sobre prorrogação de concessões. Em dezembro de 2012, a Copel executou o Terceiro Aditamento do Contrato de Concessões 060/2001, prorrogando esse contrato de concessão de transmissão até 31 de dezembro de 2042. Para corrigir a receita anual permitida desses ativos de acordo com as novas normas da Lei nº 12.783/2013, a ANEEL reduziu as tarifas de transmissão cobradas em 61,9%.

De todas nossas concessões de transmissão em estágio operacional, nossa principal concessão de transmissão (que envolve nossas principais instalações de transmissão) representaram cerca de 71% de nossas receitas brutas de transmissão em 2019. Além disso, temos outros dez (10) contratos de concessão para linhas e subestações de transmissão em operação e uma (1) parcialmente em operação, que correspondem juntos a 29% de nossas receitas de transmissão. As receitas que devemos receber, de acordo com um (1) desses contratos, são corrigidas anualmente pelo IGP-M e não são sujeitas ao processo de revisão tarifária, mas, de acordo com os termos estabelecidos neste acordo, nossas receitas foram reduzidas em 50% a partir de junho de 2018. Outras receitas de 10 (dez) acordos estão sujeitas ao processo de revisão tarifária e ajustes pelo IPCA.

Em relação ao nosso principal contrato de concessão, em 22 de abril de 2016, a Portaria no. 120 do Ministério de Minas e Energia determinou que os valores homologados pela ANEEL relativos aos ativos de transmissão não depreciados existentes em 31 de maio de 2000 (RBSE) devem ser incorporados à Base de Remuneração Regulatória, e que seu custo de capital deve ser adicionado ao APR. A Portaria também determinou que o custo de capital seria composto por parcelas de remuneração e depreciação, acrescidas de impostos relacionados, e reconhecidas a partir do processo de revisão tarifária de 2017, com ajustes e revisões de acordo com as condições contratuais.

Ainda de acordo com a Portaria acima mencionada, o custo de capital não incorporado entre as prorrogações das concessões e o processo de revisão tarifária de 2017 deve ser corrigido pelo custo real do capital próprio do segmento de transmissão definido pela ANEEL (10,4%) e, após o processo de revisão tarifária, deve ser remunerado pelo Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) de 6,6%, também definido por aquela agência.

Em 9 de maio de 2017, a ANEEL aprovou o resultado da inspeção do laudo de avaliação dos ativos de transmissão existentes em 31 de maio de 2000 (Sistema de Rede Básica Existente - RBSE e Outras Instalações de Transmissão - RPC) relacionados ao nosso principal contrato de concessão de transmissão. A Agência reconheceu o valor de R\$667,6 milhões como valor líquido dos ativos para fins de indenização a partir de 31 de dezembro de 2012. Em 31 de dezembro de 2017, o valor líquido desses ativos para fins de indenização chegava em R\$1.418,4 milhões.

Em 27 de junho de 2017, a ANEEL aprovou a Receita Anual Permitida (RAP) dos ativos de transmissão da Copel Geração e Transmissão para o ciclo 2017/2018, incluindo o início do recebimento da indenização da RBSE do nosso principal contrato de concessão de transmissão.

Em 2017, (i) nosso principal contrato de concessão de transmissão foi ajustado pelo IPCA e pela parcela referente ao início do recebimento da indenização da RBSE (aumento médio de 151,3%) (ii) um de

ossos contratos de concessão de transmissão foi ajustado pelo IPCA, e melhorias do sistema foram aprovadas pela ANEEL (aumento médio de 3,7%), (iii) seis contratos de concessão de transmissão foram ajustados pelo IPCA (3,6%), (iv) um contrato de concessão de transmissão, pelo IGP-M (1,6%), e (v) um contato de transmissão tornou-se operacional em agosto de 2017, adicionando R\$18,9 milhões à nossa RAP. Dessa forma, a receita anual permitida do ciclo de 2017/2018 de nossos ativos de transmissão reflete um aumento de 121,2% em relação a nossa receita anual permitida para o ciclo de 2016/2017.

Em junho de 2018, a ANEEL aprovou as RAPs para o ciclo 2018/2019, considerando (i) a correção dos valores pelos índices IGP-M/IPCA, e (ii) a expansão de nosso sistema de transmissão com a implantação de reforços e a receita de obras classificadas como melhorias.

Em comparação com a RAP total do ciclo 2017/2018, nossa principal concessão obteve uma redução de aproximadamente 8,1% na RAP total prevista para o ciclo 2018/2019, referente às parcelas financeira e econômica dos ativos não amortizados e não indenizados relacionados à Rede Básica Sistema Existente – RBSE, devido a uma correção nos cálculos da ANEEL, pela inclusão equivocada, no ciclo anterior, de ativos na Base de Remuneração Regulatória.

A RAP da concessão 075/2001 foi reduzida em aproximadamente 30,5%, como resultado de uma redução de 50% na RAP a partir do 16º ano de operação comercial, que ocorre ao longo do ciclo 2018/2019. Dois contratos de concessão (022/2012 e 002/2013) passaram por Revisão Periódica e tiveram índice de reposicionamento negativo, com variação na RAP menor em função da adição de receita correspondente a reforços autorizados.

Em junho de 2019, a ANEEL aprovou a RAP para o ciclo 2019/2020, considerando (i) um ajuste de valores relevantes pelos índices IGP-M e IPCA; e (ii) a expansão de nosso sistema de transmissão com o fortalecimento de obras e receitas de outras obras classificadas como medidas de melhoria.

Em 2020, no âmbito do processo de revisão tarifária dos contratos prorrogados pela Lei nº 12.783/2013, os titulares de ativos pertencentes à RBSE tiveram sua revisão homologada em junho de 2020 apesar de inicialmente prevista para 2018, devido ao atraso de dois anos e os efeitos retroativos da REN 880/2020 no ano tarifário de 2018. Para a Copel, esse processo foi homologado por meio da Resolução Homologatória nº 2.715/2020 do contrato de concessão nº 060/2001, concedido à Copel GeT. Durante o processo de revisão, por deliberação da ANEEL foi decidido que a partir do ciclo 2020/2021, a parcela de renumeração da RBSE seria calculada pelo custo do patrimônio líquido (“KE”) conforme previsto na Portaria MME nº 120/2016. O valor não recebido nos três ciclos anteriores (2017-2020) será incorporado nos três ciclos seguintes (2020-2023) através de Parcela de Ajuste.

Adicionalmente, por meio da Resolução Homologada nº 2.725/2020, a ANEEL estabeleceu o reajuste das RAPs dos ativos de transmissão de energia elétrica para o ciclo 2020-2021, com vigência de 1º de julho de 2020 até 30 de junho de 2021. De acordo com a referida resolução, as RAPs dos ativos de transmissão da Copel GeT para o ciclo 2020-2021 foram de R\$ 777,2 milhões, dos quais R\$ 703,4 milhões correspondem à receita dos ativos operacionais. Considerando as RAPs homologadas para Sociedades de Propósito Específicos nas quais a Copel GeT possui participação societária, o valor total consolidado da Copel GeT é de R\$ 1.146,0 milhões. Juntamente com o início da operação comercial dos ativos da Mata de Santa Genebra em sua totalidade em 2020, o valor total consolidado da GeT é de R\$ 1.161,2 milhões.

A tabela abaixo demonstra nossa RAP (R\$ milhões) referente os últimos quatro ciclos das linhas de transmissão sobre as quais detemos 100%:

Contrato	Linha de Transmissão / Subestação	Jul. 2020	Jul. 2019	Jul. 2018	Jul. 2017
		Jun. 2021	Jun. 2020	Jun. 2019	Jun. 2018
RAP (em R\$ milhões)					
060/2001	Principal Concessão de Transmissão ⁽¹⁾	505,4	469,5	450,4	482,7
075/2001	Bateias – Jaguariaiva	11,6	10,9	13,5	19,4
006/2008	Bateias – Pilarzinho	1,1	1,1	1,1	1,0
027/2009	Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste	12,7	12,5	11,9	11,6

015/2010	Cerquilha III	5,2	5,1	4,8	4,7
022/2012	Foz do Chopim – Salto Osório	6,2	6,1	5,8	5,8
002/2013	Assis-Paraguaçu Paulista II SE Paraguaçu Paulista II	9,7	8,2	7,9	7,7
005/2014	Bateias – Curitiba Norte	10,2	9,9	9,5	8,7
021/2014	Foz do Chopim - Realeza ⁽²⁾	8,0	7,8	7,5	7,3
022/2014	Assis – Londrina ⁽³⁾	20,8	20,4	19,5	18,9
010/2010	Araraquara 2 – Taubaté ^c	32,0	31,4	30,0	-
006/2016	Baixo Iguaçu – Realeza Curitiba Centro - Uberaba	80,5	79,0	-	-
002/2005	Uirapuru ⁽⁵⁾	37,1	32,4	-	-
001/2012	Costa Oeste ⁽⁶⁾	13,7	12,5	9,1	-
008/2012	Marumbi ⁽⁶⁾	19,9	19,5	18,1	-
Total		774,1	661,9	561,9	567,8

⁽¹⁾ Nossas principais concessões de transmissão abrangem várias linhas de transmissão.

⁽²⁾ Essa linha de transmissão entrou em operação em janeiro de 2017.

⁽³⁾ Essa linha de transmissão entrou em operação em julho agosto de 2017.

⁽⁴⁾ Essa linha de transmissão entrou em operação em julho de 2018.

⁽⁵⁾ Em junho de 2019, a Copel Geração e Transmissão S.A. passou a deter 100% do empreendimento

⁽⁶⁾ Em agosto de 2018, a Copel Geração e Transmissão S.A. passou a deter 100% do empreendimento .

Outros Negócios

Telecomunicações

A Copel Telecomunicações, conforme autorização da Agência Nacional de Telecomunicações – ANATEL (a “ANATEL”), oferece serviços de telecomunicações nos Estados do Paraná e Santa Catarina. Oferecemos esses serviços desde agosto de 1998 por meio do uso de nossa rede de fibra óptica (que totalizava 36,2 quilômetros de cabos de fibra óptica ao fim de 2020). Além disso, também estamos envolvidos em um projeto educacional que visa fornecer acesso à Internet em banda larga a escolas do ensino público fundamental e médio no Estado do Paraná.

A COPEL atualmente atende 399 municípios do Estado do Paraná. Todos esses municípios estão conectados ao backbone óptico da COPEL. Além da alta capacidade de transmissão em seu backbone, a Copel Telecom atende 85 municípios no Estado do Paraná, com tecnologia de acesso GPON (Gigabit-Capable Passive Optical Networks), oferecendo diversos serviços de rede com taxas simétricas em diferentes tipos de serviços FTTx.

Atendemos a maioria dos principais operadores brasileiros de telecomunicações que operam no Estado do Paraná. No total, possuímos clientes pessoa jurídica, incluindo supermercados, universidades, bancos, provedores de internet e redes de televisão e clientes do varejo. Também prestamos uma série de serviços diferentes de telecomunicações a nossas subsidiárias.

Em 9 de novembro de 2020, o leilão de desinvestimento da Copel Telecom foi realizado no B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão. O lance vencedor foi de R\$ 2,4 bilhões (valor patrimonial). Em 14 de janeiro de 2021, foi celebrado um Contrato de Compra e Venda de 100% da Copel Telecom com o Fundo de Investimento Multi-Estratégico Bordeaux - Bordeaux Fundo de Investimentos em Participações Multiestratégia, licitante vencedor do leilão. Estimamos que a transação será concluída entre o segundo ou terceiro trimestre de 2021.

Sercomtel. A Sercomtel detém concessão para fornecer serviços de telefonia fixa e uma autorização para fornecimento de serviços móveis nos municípios de Londrina e Tamarana, localizados no Estado do Paraná. Além disso, a Sercomtel possui duas (2) outras autorizações da ANATEL que permitem fornecer serviços de telefonia fixa e Internet de banda larga em todos os outros municípios do Estado do Paraná. Atualmente, a Sercomtel opera com rede própria em quinze (15) municípios do Estado do Paraná, prestando de serviços de voz e banda larga fixa. Por meio de um acordo comercial entre a COPEL e a Sercomtel em vigor desde março de 2012, a Sercomtel pode fornecer serviços de voz na rede da COPEL para outras cento e oitenta e uma (183) cidades do Estado do Paraná, incluindo Curitiba.

Além do negócio de telecomunicações, a Sercomtel SA - Telecomunicações detém atualmente as seguintes participações societárias: (i) 100% do capital social da Sercomtel Participações SA, empresa que tem por objetivo a prestação de serviços de valor agregado, concepção, implantação e manutenção de serviço de internet prestadoras, operam centro de atendimento aos usuários dos serviços de telecomunicações, oferecem soluções integradas de TI, entre outras atividades. Em setembro de 2017, nos termos da Decisão (Acórdão) no. 366, a ANATEL determinou que a Sercomtel não estava cumprindo certos indicadores financeiros estabelecidos pela agência em relação às concessões outorgadas à Sercomtel e exigidas para a continuidade das operações da empresa. Em consequência, a ANATEL instaurou processo administrativo contra a Sercomtel para avaliar se a concessão e as autorizações outorgadas a esta empresa deveriam ser extintas. Em março de 2019, a ANATEL decidiu suspender o referido processo, para que a Sercomtel pudesse apresentar à agência planos alternativos para o atendimento dos indicadores regulatórios pertinentes. A ANATEL publicou uma proposta de edital de licitação em setembro de 2019 com relação às licenças detidas pela Sercomtel. A proposta da ANATEL está sujeita à revisão do Tribunal de Contas da União (Tribunal de Contas da União). Não há licitação realizada pela ANATEL, até a presente data. Se um processo de licitação for de fato realizado pela ANATEL, as licenças da Sercomtel podem ser perdidas e rescindidas

Além dos negócios de telecomunicações, a Sercomtel SA - Telecomunicações detém as seguintes participações: (i) 100% do capital social da Sercomtel Participações, empresa cujo objetivo é fornecer serviços de valor adicionado, projetar, implantar e manter provedores de serviços de Internet, operar um centro de serviços para usuários de serviços de telecomunicações, oferecer soluções integradas de TI, entre outras atividades; e (ii) 18,92% (ações ordinárias) e 18,73% (ações preferenciais) do capital social da Companhia de Tecnologia e Desenvolvimento S.A., sociedade de economia mista incorporada a partir da transformação da Sercomtel Contact Center SA conforme a Lei nº 12.912 da 12 de setembro de 2019, aprovada e sancionada pela Câmara Municipal e pelo Município de Londrina, respectivamente. Além disso, a Sercomtel Participações S.A. detém 10% (ações ordinárias) do capital social da Sercomtel Iluminação S.A., empresa que presta serviços de manutenção de iluminação pública na cidade de Londrina, Estado do Paraná.

A Sercomtel teve prejuízos em anos anteriores e enfrentou dificuldades financeiras para realizar suas operações. Dadas as perdas acumuladas e as incertezas quanto à sua viabilidade operacional, realizamos em 2013 a baixa desse investimento em nossas demonstrações financeiras.

Em junho de 2019, o legislativo municipal de Londrina aprovou a alienação da participação da Prefeitura de Londrina como acionista controladora da Sercomtel (Lei Municipal nº 12.871, de 12 de junho de 2019). Em novembro de 2019, a Prefeitura publicou o edital de licitação para o processo de privatização da Sercomtel, que previa a cessão do direito de preferência da Prefeitura para subscrever ações em futuro aumento de capital da Sercomtel. Esse processo resultaria na diluição da participação da Prefeitura e da Copel na Sercomtel. No entanto, como nenhum licitante compareceu ao leilão de 5 de fevereiro de 2020, uma nova data foi agendada para 9 de julho de 2020.

Em 18 de agosto de 2020, o leilão de privatização da Sercomtel foi realizado no B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão. O vencedor do leilão se comprometeu a fazer um investimento de R\$ 130 milhões na Sercomtel, a fim de atender aos indicadores mínimos da Anatel e encerrar o processo de caducidade de sua concessão e caducidade de suas outorgas de autorização.

Em 23 de dezembro de 2020, a operação foi encerrada e a Copel recebeu R\$ 1,5 milhão por sua participação.

Gás

Distribuição de Gás

Estamos envolvidos na distribuição de gás natural através da Companhia Paranaense de Gás (“Compagas”), a empresa detentora dos direitos exclusivos de fornecer gás canalizado no Estado do Paraná. A Compagas opera a rede de distribuição de gás no Estado do Paraná sob um contrato de concessão com um prazo de 30 anos, com vencimento em 6 de julho de 2024. Essa data sempre foi anunciada e considerada para avaliação dos saldos das demonstrações financeiras do exercício anterior. O contrato de concessão pode ser prorrogado por um período igual a 30 anos, a pedido da concessionária.

Em 7 de dezembro de 2017, o Estado do Paraná publicou a Lei Complementar 205, introduzindo uma nova interpretação do término da concessão, entendendo que o vencimento será em 20 de janeiro de 2019. Não obstante a nova data de vencimento prevista pela lei estadual, essa concessão não foi sujeita a uma renovação nem a um novo processo de licitação. De acordo com a lei aplicável, a Compagas, como atual concessionária, pode continuar a operar a concessão até que uma nova concessionária seja nomeada.

Além disso, a administração da Compagas, nós e outros acionistas, examinamos e contestamos os efeitos da referida lei, entendendo que eles conflitam com as disposições do contrato de concessão atualmente em vigor. A Compagas ajuizou uma ação questionando a antecipação da data de expiração de tal concessão e obteve liminar em 30 de outubro de 2018, a qual concedeu liminar em nosso favor para reconhecer a validade da cláusula 1.1 do Contrato de Concessão, que estabelece um prazo contratual de 30 anos, contado em 6 de julho de 1994 com término em 6 de julho de 2024. Aguardamos decisão no processo judicial.

Além disso, foi publicada a Lei Complementar nº 227/2020 em 4 de dezembro de 2020, que alterou a Lei Complementar nº 205/2017, revogando o seu artigo 15, que previa o término do prazo da concessão em 20 de janeiro de 2019. Apesar da revogação, o processo permanece em andamento para que a validade da cláusula 1.1 do Contrato de Concessão seja declarada judicialmente. A Compagas percorreu 842 quilômetros em 2020, aumento de 1,1% em relação aos 833 quilômetros percorridos em 2019. A receita líquida da Compagas foi de R\$ 524,2 milhões, uma redução de 30,7% em relação a 2019 (R\$ 756,6 milhões), e seu lucro líquido foi de R\$ 59,6 milhões, uma redução de R\$ 126,4 milhões ou 68% em relação a 2019. Os clientes da Compagas incluem indústrias, postos de gasolina, outros negócios e residências e a Usina Termelétrica Araucária. A Compagas está focando sua estratégia de negócios no aumento do volume de gás que distribui aos clientes, comercializando os benefícios da substituição do petróleo e outros combustíveis pelo gás como meio de alcançar maior eficiência energética. A base de clientes da Compagas aumentou 4,4%, para 49.335 clientes em 2020, contra 47.238 em 2019.

A Compagas registrou uma redução de 35,6% no volume médio diário de gás natural distribuído aos consumidores finais, para 881.745 metros cúbicos por dia em 2020 (não incluindo o volume de gás fornecido para a Usina Termelétrica de Araucária) ante 1.368.915 metros cúbicos por dia em 2019 (não inclui o volume de gás fornecido para a Usina Termelétrica de Araucária). Além disso, a Compagas disponibiliza sua rede de distribuição para transporte de gás natural até a UTE Araucária. O volume de gás natural fornecido pela Petrobras e distribuído pela Compagas à UTE Araucária foi de 676.113 metros cúbicos por dia em 2020, ante 68.050 metros cúbicos por dia em 2019.

Em 31 de dezembro de 2020, detínhamos o controle acionário (51%) do capital social da Compagas e consolidamos essa participação em nossas demonstrações financeiras. Os acionistas minoritários da Compagas são a Petrobras, por meio de sua subsidiária Gaspetro, e a Mitsui Gás, cada uma com 24,5% do capital social da Compagas.

Exploração de Gás

Na 12ª rodada de licitações da Agência Nacional do Petróleo (ANP), realizada no final de 2013, o consórcio composto por nós (30%), Bayar Participações (30%), Tucumann Engenharia (10%) e Petra Energia (30%) - essa última na condição de empresa operadora - ganhou o direito de explorar, pesquisar, desenvolver e produzir petróleo e gás natural em quatro blocos localizados na região centro-sul do estado do Paraná (Bacia do Paraná), em uma área de 11.327 km. O investimento mínimo na primeira fase da pesquisa é de aproximadamente R\$78,1 milhões por um período de 4 anos. Nós e nossos parceiros assinamos os contratos de concessão para 2 blocos em maio de 2014. Entretanto, a primeira fase de exploração desses dois blocos foi interrompida devido uma ação civil pública e, em 7 de junho de 2017, uma decisão judicial determinou que tanto a rodada de licitações quanto os contratos relacionados a ela deveriam ser considerados nulos e sem efeito. Além disso, o governo do estado do Paraná promulgou a Lei nº 19.878 (03 de julho de 2019), proibindo a exploração de gás de xisto através do método de perfuração/faturamento.

Como resultado dos eventos mencionados acima, nosso consórcio solicitou à ANP que fosse liberado de suas obrigações contratuais, sem obrigações e mediante o reembolso de bônus e de todos os custos incorridos em conexão com as garantias, bem como a liberação de tais garantias para os quatro blocos. Embora essa solicitação tenha sido enviada à ANP em 6 de setembro de 2017, ela ainda está sendo analisada.

Todas as atividades dos quatro blocos foram interrompidas devido à suspensão dos efeitos da 12a. rodada de licitações da ANP por conta de uma preliminar concedida em conexão com a ação civil pública mencionada acima que aguarda a decisão do 4o. Tribunal Regional Federal. Por esse motivo, em outubro de 2018, o consórcio aprovou a instauração de um processo de arbitragem institucional na ANP para os quatro blocos concedidos na 12a. rodada de licitações da ANP, solicitando o reembolso das contribuições realizadas. Os procedimentos arbitrais já foram iniciados.

Usinas de energia a gás natural

Em 14 de janeiro de 2020, a Copel e a Shell Brasil Petróleo formaram o Consórcio "Copel Energia a Gás Natural" com o objetivo de desenvolver estudos de viabilidade de usinas a gás natural no estado do Paraná. O consórcio contratou uma consultoria para prestação de serviços técnicos especializados na realização de estudos que visem identificar o melhor local para implantação de projetos termelétricos a gás natural no Estado. O estudo está em andamento.

CONCESSÕES

Operamos nossos negócios de geração, transmissão e distribuição mediante concessões outorgadas pelo Governo Federal. De acordo com a legislação brasileira, as concessões estão sujeitas a licitações ao final de seus respectivos prazos.

Lei sobre renovação das concessões 2013

Até 2013, as regras aplicáveis conferiam o direito às concessionárias de geração de renovar suas respectivas concessões celebradas antes de 11 de dezembro de 2003 por mais 20 anos. Para concessões de distribuição e transmissão outorgadas após 1995, as concessionárias possuíam o direito de renovar esses contratos por mais 30 anos.

Com a promulgação da Medida Provisória nº 579, em 11 de setembro de 2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013 (Lei de Renovação das Concessões), houve uma alteração importante nas condições sob as quais as concessionárias são capazes de renovar contratos de concessão. De acordo com a Lei nº 12.783/2013, as concessionárias de geração, transmissão e distribuição podem renovar as concessões vigentes a partir de 1995 (e, no caso de instalações de geração, os contratos de concessão de geração celebrados antes de 2003) por um período adicional de 30 anos (ou 20 anos, no caso de usinas termelétricas), contanto que a concessionária concorde em alterar o contrato de concessão para refletir uma série de novas condições com vistas a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço e a modicidade tarifária. De acordo com a Lei nº 12.783/2013, as concessionárias devem decidir 60 meses antes do final de cada prazo de concessão (com exceção das usinas termelétricas que é 24 meses) se irão renovar ou encerrar cada contrato de concessão ao final de seu respectivo prazo.

Para concessionárias de instalações de geração existentes à época, a Lei nº 12.783/2013 alterou o escopo desses contratos de concessão no momento que foram renovados. Anteriormente, a concessionária de geração possuía o direito de vender a energia gerada pelas instalações sujeitas à concessão para obter lucro. Por outro lado, as concessões renovadas de acordo com a Lei nº 12.783/2013 não concedem às concessionárias o direito de vender a energia gerada por essas instalações. Em vez disso, essas concessões somente abrangem a operação e manutenção das instalações de geração e submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pelo órgão regulador. A energia gerada por essas instalações será alocada pelo governo federal brasileiro em cotas para o mercado regulado, as quais serão adquiridas por concessionárias de distribuição. Em relação às novas instalações de geração (i.e., aquelas instalações de geração que começaram a operar após a Lei nº 12.783/2013), a concessionária ainda terá o direito de vender a energia produzida pelas instalações de geração.

Além disso, para alterar o escopo das concessões de geração, a Lei nº 12.783/2013 estabeleceu o novo regime tarifário que afeta significativamente o tratamento das quantias a serem investidas pelas concessionárias para melhorar e manter as usinas de geração. Nesse sentido, diversos regulamentos foram publicados pelo MME e pela ANEEL para regulamentar a remuneração devida a concessionárias como resultado de seus investimentos para melhorar e manter usinas de geração.

A Lei nº 12.783/2013 afeta de maneira distinta as concessões de distribuição e transmissão. A principal mudança é que as quantias investidas em projetos de modernização, reformas estruturais, equipamentos e contingências serão submetidas à aprovação prévia da ANEEL. No entanto, a Lei nº 12.783/2013 não afeta a maneira pela qual as concessionárias de transmissão e distribuição podem recuperar as quantias investidas na infraestrutura de transmissão.

Com relação aos contratos de transmissão, as condições de renovação previstas na Lei nº 12.783/2013 são a aceitação de uma renda fixa conforme determinado pela ANEEL e o cumprimento dos padrões de qualidade estabelecidos na regulamentação aplicável. Com relação aos contratos de distribuição, as condições estão estabelecidas na alteração do contrato de concessão e relacionadas ao cumprimento de padrões de qualidade, indicadores de sustentabilidade econômico-financeira e governança corporativa, conforme estabelecido no aditamento do contrato de concessão de acordo com os parâmetros previsto na Lei de Prorrogação de Concessões de 2013.

A Lei nº 12.783/2013 é aplicada a todos os contratos de geração, transmissão e distribuição vigentes a partir de 1995 (e, no caso de concessões de geração, contratos celebrados antes de 2003), independentemente de o contrato conceder à concessionária o direito de renovar a concessão em seus termos originais. Por exemplo, vários de nossos contratos de concessão contêm provisões que nos permitem renovar essas concessões por 20 anos. De acordo com a Lei nº 12.783/2013, para renovar esses contratos, teríamos que aceitar a aplicação das condições impostas por ela, sendo que o contrato de concessão seria então renovado por 30 anos, em vez de 20. Se optarmos por renovar um contrato de concessão que possui uma provisão de renovação, seríamos indenizados pelo governo brasileiro com recursos do Fundo RGR (vide Encargos Regulatórios do Setor Elétrico), em uma quantia igual à porção de nossos investimentos ainda não amortizados ou depreciados, como calculado pela ANEEL.

Se uma concessionária optar por não aceitar o novo regime tarifário em relação a um contrato de concessão e, portanto, decidir não renovar o contrato, a concessão terminará ao final do prazo original, e o governo brasileiro organizará uma nova licitação para a concessão. A concessionária original pode participar da nova licitação.

Nos casos das concessões de geração hidráulica com potência instalada maior 5.000 kW, findo este prazo e não havendo manifestação por parte do concessionário quanto a intenção pela prorrogação ao seu termo final, elas serão licitadas pelo Poder Concedente. Já as concessões de geração hidráulica com potência instalada igual ou menor a 5.000 kW, ao seu termo final, poderão ser outorgadas ao atual concessionário sob a forma de registro, por prazo indeterminado.

Concessões de Geração

Das 19 (dezenove) usinas hidrelétricas que operamos em 2019, quatorze (14) eram operadas de acordo com os contratos de concessão de geração que ainda estavam em vigor antes da Lei nº 12.783/2013, e cinco (5) sob os termos da referida lei (UHE Capivari Cachoeira, UHE Chopim I, UHE Marumbi, UHE Baixo Iguaçú e UHE Colíder). Em 2013, com exceção da UHE Rio dos Patos, 12 das 13 concessões de geração hidrelétrica e termelétrica operadas pela Companhia foram prorrogadas sob o antigo regime e podem ser renovadas novamente nos termos da Lei nº 12.783/2013.

Todavia, a época da promulgação da Lei nº 12.783/2013, a Companhia decidiu não prorrogar as concessões de geração das usinas Rio dos Patos (2014), Mourão I (2015), Chopim I (2015) e Capivari Cachoeira (2015), todas cujo prazo remanescente era igual ou inferior a 60 meses. Seguem mais informações de cada concessão.

UHE Foz do Areia. A Companhia decidiu não se manifestar pela prorrogação da concessão da UHE Foz do Areia (Governador Bento Munhoz da Rocha Netto) nos moldes da Lei nº 12.783/2013. Entretanto, objetivando uma nova outorga pelo prazo de 30 anos para a referida usina, a Copel GeT transferiu a titularidade desta usina para a sua subsidiária SPE F.D.A. Geração de Energia Elétrica (FDA) em 03 de março de 2020, na mesma data, a Copel se manifestou perante ao MME pelo enquadramento da UHE Foz do Areia nos termos do Decreto Federal nº 9.271/2018 (alterado pelo Decreto nº 10.135/2019), que condiciona a obtenção de uma nova concessão à alienação do controle da respectiva SPE. Na mesma data, a FDA assinou com a ANEEL o contrato de concessão que transferiu os ativos da UHE Foz do Areia da Copel GeT para a FDA, para a operação da usina até o final da concessão vigente, em 17 de setembro de 2023.

UHE Rios dos Patos. A UHE Rios dos Patos teve sua concessão extinta e não foi submetida a um novo processo de licitação devido à falta de condições operacionais.

UHE Mourão I e UHE Capivari Cachoeira. Com respeito a Capivari Cachoeira, apesar da Copel GeT não ter optado por renovar a concessão original, a Companhia participou do novo processo de licitação e foi a vencedora. Em 5 de janeiro de 2016, a Copel GeT celebrou um contrato de concessão com a ANEEL, de forma que continuará operando essa usina em um regime de operação e manutenção até 2046. Pagamos um valor total de R\$574,8 milhões como bônus de outorga desse contrato de concessão. 100,0% da energia gerada por esta usina em 2016 foi alocada em cotas para o mercado regulado e reduzida para 70,0% em 1º de janeiro de 2017. A Copel GeT pode vender a quantidade restante de energia gerada por esta usina no mercado de energia.

UHE Chopin I. Como a capacidade instalada da UHE Chopin I não excede os 5.000 kW, o regime de concessão desta planta foi alterado, passando a condição de registro em favor da Companhia, por tempo indeterminado.

UTE Figueira. Nossa concessão para a Usina Termelétrica de Figueira expirou em 26 de março de 2019. Em 24 de maio de 2017, a Companhia protocolou sua intenção de prorrogar esta planta, porém, ainda estamos aguardando que o Poder Concedente altere nosso contrato de concessão, estendendo seu prazo por um período adicional de 20 anos, de acordo com a Lei nº 12.783/2013. A UTE Figueira tem capacidade instalada de 20 MW e passa atualmente por processo de modernização.

Em relação às usinas outorgadas entre 2011 e 2017, sem direito à prorrogação, apenas a hidrelétrica de Cavernoso II passou a adquirir o direito à prorrogação por 30 anos, a partir de uma alteração na Lei nº 12.783/2013, dada pela Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016.

De acordo com a Lei nº 12.783/2013, a Copel poderia sinalizar ao Poder Concedente até 2019 sua intenção de renovar a concessão da UHE São Jorge. No entanto, a Copel optou por não renovar essa concessão e, conseqüentemente, poderá operar essa UHE até dezembro de 2024 e solicitar a conversão desse regime operacional em registro, dado que a capacidade instalada da usina não excede 5.000kW.

Como a capacidade instalada da UHE Chopin I também não excede 5.000kW, o regime de concessão dessa usina foi alterado para um registro em favor da Companhia, válido por prazo indeterminado. Além disso, nos mesmos termos, a Companhia pode sinalizar sua intenção de estender: (i) em 2020, a concessão da UHE Apucarantina; e (ii) em 2021, as concessões da UHE Guaricana e Chaminé. Caso a Companhia não solicite a extensão dessas concessões, elas estarão sujeitas a novos processos de licitação conduzidos pelo Poder Concedente.

Concessões para projetos de geração outorgadas após 2003, como o da Usina Hidrelétrica de Mauá, não são renováveis, o que significa que no vencimento do prazo de 35 anos, a nova concessão será oferecida mediante licitação. A Lei nº 12.783/2013 não impacta as concessões de geração outorgadas após 2003. Em 2019, tínhamos em operação três (3) usinas hidrelétricas nesta condição (UHE Mauá, UHE Colíder e UHE Baixo Iguaçu).

Em setembro de 2020, foi aprovada a Lei do GSF, que estabeleceu novas condições para a renegociação do risco hidrológico da geração de energia elétrica, alterando o artigo 2º da Lei nº 13.203/2015, entre outras medidas. Esse procedimento foi regulamentado por meio da Resolução Normativa nº 895/2020, na qual a ANEEL estabeleceu a metodologia de cálculo da indenização aos proprietários das usinas hidrelétricas participantes do MRE. Também regulamentou o repatriamento do risco hidrológico para equacionar a emissão de GSF e dívidas em aberto na CCEE para permitir o retorno da normalidade e maior liquidez no mercado de energia elétrica de curto prazo, em troca da prorrogação dos prazos das outorgas concedidas às hidrelétricas plantas até sete anos.

Em 2 de março de 2021, a CCEE divulgou os cálculos da repactuação do risco hidrológico e os resultados, que totalizam aproximadamente R 1.366,3 milhões para as 15 usinas elegíveis da Companhia, foram encaminhados à Aneel para serem submetidos à análise de aprovação. Até o momento, a Companhia ainda não aderiu à renegociação do risco hidrológico, pois a Administração aguarda a aprovação pela Aneel dos aproximadamente 510 dias de prorrogação média da outorga de suas usinas para avaliar a possível aderência aos termos da renegociação e dispensa de questionamentos ou ações futuras sobre os riscos hidrológicos em questão. Mais informações são detalhadas conforme descrito nas notas 1-b de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

As tabelas a seguir apresentam informações sobre os prazos e as prorrogações de nossas principais concessões de geração hidrelétrica, termelétrica e eólica, nas quais detemos participação acionária direta:

Usina Hidrelétrica	Data inicial da concessão	Primeiro vencimento	Data de prorrogação	Data final de vencimento
Foz do Areia	Maio 1973	Maio 2003	Janeiro 2001	Setembro 2023

Apucarantina	Outubro 1975	Outubro 2005	Abril 2003	Outubro 2025
Guaricana	Agosto 1976	Agosto 2006	Agosto 2005	Agosto 2026
Chaminé	Agosto 1976	Agosto 2006	Agosto 2005	Agosto 2026
Segredo	Novembro 1979	Novembro 2009	Setembro 2009	Novembro 2029
Derivação do Rio Jordão	Novembro 1979	Novembro 2009	Setembro 2009	Novembro 2029
Salto Caxias	Maio 1980	Maio 2010	Setembro 2009	Maio 2030
Mauá ⁽¹⁾	Junho 2007	Julho 2042	Não renovável	Julho 2042
Colíder ⁽²⁾	Janeiro 2011	Janeiro 2046	Não renovável	Janeiro 2046
Cavernoso II	Fevereiro 2011	Fevereiro 2046	Não renovável	Fevereiro 2046
Baixo Iguaçu ⁽³⁾	Agosto 2012	Agosto 2047	Não renovável	Setembro 2049
PCH Bela Vista ⁽⁵⁾	May, 2007	Janeiro 2041	Renovável	Janeiro 2071

⁽¹⁾ Em 03 de março de 2020, a concessão da Usina Foz do Areia foi transferida da Copel GeT para F.D.A. Geração de Energia S.A., de acordo com a Resolução Autorizativa ANEEL n° 8578/2020. A Copel GeT é proprietária de 100% da F.D.A. Geração de Energia S.A.

⁽²⁾ A UHE Mauá foi construída pelo Consórcio Energético Cruzeiro do Sul, onde a Copel possui uma participação de 51,0% e a Eletrosul, os 49,0% restantes.

⁽³⁾ A operação comercial das unidades geradoras 1, 3 e 3 da Usina Colíder iniciou a operação comercial em março de 2019, maio de 2019 e dezembro de 2019, respectivamente.

⁽⁴⁾ Baixo Iguaçu foi construída pelo Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu, onde a Copel detém 30% e a Geração Céu Azul detém os 70% restantes. As operações comerciais das unidades de geração 1, 2 e 3 do Baixo Iguaçu começaram em fevereiro de 2019, fevereiro de 2019 e abril de 2019, respectivamente.

⁽⁵⁾ O consórcio CBVG, formado por Copel GeT e Foz do Chopim Energética Ltda, venceu o Leilão ANEEL n° 003/2018 para construção da PCH Bela Vista e o processo de outorga foi concluído em abril de 2019. Em dezembro de 2019 a Copel GeT tornou-se proprietária de 100% da Bela Vista Geração de Energia. Esta usina ainda está em construção.

Usinas Termelétricas	Data inicial da concessão	Primeiro vencimento	Data de prorrogação	Data final de vencimento
Figueira	Março 1969	Março 1999	Junho 1999	Março 2019

Usinas Eólicas	Data inicial da concessão	Data do primeiro vencimento
Asa Branca I	Abril 2011	Abril 2046
Asa Branca II	Maio 2011	Maio 2046
Asa Branca III	Maio 2011	Maio 2046
Nova Eurus IV	Abril 2011	Abril 2046
Santa Maria	Maio 2012	Maio 2047
Santa Helena	Abril 2012	Abril 2047
Ventos de Santo Uriel	Abril 2012	Abril 2047
Boa Vista	Abril 2011	Abril 2046
Farol	Abril 2011	Abril 2046
Olho D'Água	Junho 2011	Maio 2046
São Bento do Norte	Maio 2011	Maio 2046
Cutia ⁽¹⁾	Janeiro 2012	Janeiro 2042
Guariju ⁽¹⁾	Janeiro 2012	Janeiro 2042
Jangada ⁽¹⁾	Janeiro 2012	Janeiro 2042
Maria Helena ⁽¹⁾	Janeiro 2012	Janeiro 2042
Palmas	Setembro 1999	Setembro 2029
Potiguar ⁽¹⁾	Maio 2015	Maio 2050
Esperança do Nordeste ⁽¹⁾	Maio 2015	Maio 2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste ⁽¹⁾	Maio 2015	Maio 2050
São Bento do Norte I ⁽¹⁾	Agosto 2015	Agosto 2050
São Bento do Norte II ⁽¹⁾	Agosto 2015	Agosto 2050
São Bento do Norte III ⁽¹⁾	Agosto 2015	Agosto 2050

São Miguel I ⁽¹⁾	Agosto 2015	Agosto 2050
São Miguel II ⁽¹⁾	Agosto 2015	Agosto 2050
São Miguel III ⁽¹⁾	Agosto 2015	Agosto 2050
Jandaíra I ⁽²⁾	Abril, 2020	Abril, 2055
Jandaíra II ⁽³⁾	Abril, 2020	Abril, 2055
Jandaíra III ⁽⁴⁾	Abril, 2020	Abril, 2055
Jandaíra IV ⁽⁵⁾	Abril, 2020	Abril, 2055

⁽¹⁾ Usinas eólicas situadas no parque eólico Cutia.

⁽²⁾ O consórcio formado por Copel GeT e Cutia Empreendimentos Eólicos S.A., venceu o Leilão ANEEL n°. 004/2019 para construção do Complexo Eólico Jandaíra (I, II, III e IV) e o processo de outorga ainda está em andamento.

A tabela a seguir apresenta informações relacionadas ao prazo de nossa usina de geração hidrelétrica, cujo contrato de concessão foi celebrado de acordo com os termos e as condições da Lei nº 12.783/2013:

Usinas Hidrelétricas	Data de início da concessão	Primeira data de vencimento	Data de Prorrogação	Última data de vencimento
Capivari Cachoeira (Gov Parigot de Souza)	Janeiro 2016	Janeiro 2046	Não sujeito a prorrogação	Janeiro 2046

A tabela a seguir apresenta informações relativas aos prazos de geração de nossas usinas hidrelétricas que, quando o respectivo período original de concessão expirar, deixarão de ser sujeitas a um regime de concessão e passarão a ser sujeitas a um processo de registro junto à ANEEL:

Usinas Hidroelétricas ⁽¹⁾	Data inicial de concessão	Data de vencimento da concessão	Data final de vencimento
Chopim I	Março 1964	Julho 2015	Indeterminado
São Jorge	Dezembro 1974	Dezembro 2024	-
Cavernoso	Janeiro 1981	Janeiro 2031	-
Melissa	Maio 2002	Indeterminado	-
Pitangui	Maio 2002	Indeterminado	-
Salto do Vau	Maio 2002	Indeterminado	-
Marumbi	Março 1956	Maio 2018	Indeterminado

⁽¹⁾ Ao término das concessões ou autorizações para geração de energia hidrelétrica com capacidade instalada igual ou inferior a 5 MW, os projetos pertinentes estão sujeitos a regime de registro de acordo com a Lei Federal No. 9.074/1995, conforme alterada pela Lei Federal No. 13.360/2016. A operação de plantas hidrelétricas e termelétricas com capacidade instalada de até 5.000 KW não está sujeita a concessão, permissão ou autorização e exige somente o registro no poder concedente.

Também possuímos participações em onze (11) outros empreendimentos de geração. A tabela a seguir apresenta informações sobre os prazos das concessões das demais instalações de geração em que possuíamos tal participação em 31 de dezembro de 2020.

Usina de Geração	Companhia	Data inicial da concessão	Vencimento	Prorrogação
UHE Dona Francisca	Dona Francisca Energética SA – DFESA	Julho 1979	Agosto 2033	Possível
UHE Santa Clara	Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. - ELEJOR	Outubro 2001	Maio 2037	Possível
UHE Fundão	Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. - ELEJOR	Outubro 2001	Maio 2037	Possível
PCH Santa Clara I	Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. - ELEJOR	Dezembro 2002	Dezembro 2032	Possível

PCH Fundão I	Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A. - ELEJOR	Dezembro 2002	Dezembro 2032	Possível
UTE Araucária	UEG Araucária Ltda.	Dezembro 1999	Dezembro 2029	Possível
UHE Arturo Andreoli	Foz do Chopim Energética	Abril 2000	Abril 2030	Possível
EOL Carnaúbas	São Miguel do Gostoso I	Abril 2012	Abril 2047	Impossível
EOL Reduto	São Miguel do Gostoso I	Abril 2012	Abril 2047	Impossível
EOL Santo Cristo	São Miguel do Gostoso I	Abril 2012	Abril 2047	Impossível
EOL São João	São Miguel do Gostoso I	Março 2012	Março 2047	Impossível

Concessões de Transmissão

De acordo com a Lei nº 12.783/2013, e os prazos de nossas concessões de transmissão, temos o direito de solicitar à ANEEL prorrogações de 30 anos para nossas concessões, desde que a solicitação seja feita dentro de 60 meses da data de vencimento de cada contrato. Nossa concessão principal de transmissão, que corresponde a 72% de nossas receitas de transmissão em 2020, foi renovada de acordo com a Lei nº 12.783/2013, e, portanto, irá expirar em dezembro de 2042.

Além disso, em 2020, obtivemos 28% de nossas receitas de transmissão de 11 (onze) outros contratos de concessão para linhas de transmissão e subestações que estão atualmente em operação e cujos prazos e extensões estão estabelecidos na tabela abaixo. De acordo com a Lei nº 12.783/2013, cada um desses contratos pode ser prorrogado por mais 30 anos. Planejamos continuar solicitando prorrogações para todas as nossas concessões de transmissão.

A tabela a seguir apresenta informações sobre os prazos e a prorrogação de nossas concessões de transmissão, nas quais detemos participação acionária direta, incluindo os contratos de concessão para linhas de transmissão e subestações em operação ou em construção:

Instalação de transmissão	Data inicial da Concessão	Primeiro Vencimento	Possibilidade de prorrogação	Data de vencimento esperada (ou final)
Principal concessão de transmissão	Julho 2001	Julho 2015	Prorrogado	Dezembro 2042
Bateias – Jaguariaíva	Agosto 2001	Agosto 2031	Possível	Agosto 2061
Bateias – Pilarzinho	Março 2008	Março 2038	Possível	Março 2068
Foz do Iguaçu – Cascavel Oeste	Novembro 2009	Novembro 2039	Possível	Novembro 2069
Subestação Cerquilho III	Outubro 2010	Outubro 2040	Possível	Outubro 2070
Araraquara 2 – Taubaté	Outubro 2010	Outubro 2040	Possível	Outubro 2070
Foz do Chopim - Salto Osorio	Agosto 2012	Agosto 2042	Possível	Agosto 2072
Assis – Paraguaçu Paulista II	Fevereiro 2013	Fevereiro 2043	Possível	Fevereiro 2073
Bateias – Curitiba Norte	Janeiro 2014	Janeiro 2044	Possível	Janeiro 2074
Realeza Sul – Foz do Chopim	Setembro 2014	Setembro 2044	Possível	Setembro 2074
Assis - Londrina	Setembro 2014	Setembro 2044	Possível	Setembro 2074
Curitiba Leste – Blumenau ⁽¹⁾	Abril 2016	Abril 2046	Possível	Abril 2076

⁽¹⁾ Instalação em construção.

Possuímos participações acionárias em dez (10) outros projetos de transmissão por meio de sociedades de propósito específico. A tabela a seguir apresenta informações relacionadas aos prazos das concessões das instalações de transmissão de participações acionárias parciais em 31 de dezembro de 2020:

Instalação de Transmissão	Sociedade de Propósito Específico (SPE)	Data inicial da concessão	Primeiro vencimento	Possibilidade de prorrogação	Data de vencimento esperada (ou final)
Cascavel Oeste – Umuarama	Costa Oeste Transmissora de Energia S.A	Janeiro 2012	Janeiro 2042	Possível	Janeiro 2072

Umuarama - Guaira	Caiuá Transmissora de Energia S.A	Maio 2012	Maio 2042	Possível	Maio 2072
Açailândia - Miranda II	Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	Maio 2012	Maio 2042	Possível	Maio 2072
Curitiba - Curitiba Leste	Marumbi Transmissora de Energia S.A.	Maio 2012	Maio 2042	Possível	Maio 2072
Paranaíta – Ribeirãozinho	Matrinchã Transmissora de Energia S.A.	Maio 2012	Maio 2042	Possível	Maio 2072
Ribeirãozinho – Marimbondo II	Guaraciaba Transmissora de Energia S.A	Maio 2012	Maio 2042	Possível	Maio 2072
Barreiras II – Pirapora II	Paranaíba Transmissora de Energia S.A	Maio 2013	Maio 2043	Possível	Maio 2073
Itatiba – Bateias ⁽¹⁾	Mata de Santa Genebra Transmissora S.A	Maio 2014	Maio 2044	Possível	Maio 2074
Estreito – Fernão Dias	Cantareira Transmissora de Energia S.A.	Setembro 2014	Setembro 2044	Possível	Setembro 2074
Ivaiporã – Londrina	Uirapuru Transmissora de Energia S.A.	Março 2005	Março 2035	Possível	Março 2065

Concessões de Distribuição

Operamos originalmente nosso negócio de distribuição sob um contrato de concessão assinado em 24 de junho de 1999 (retroativo para 7 de julho de 1995), que venceu em 7 de julho de 2015. De acordo com a Lei nº 12.783/2013, nós tivemos o direito de renovar essa concessão por um período adicional de 30 anos, ao aceitar uma alteração no contrato de concessão. Apesar das mudanças introduzidas pela Lei nº 12.783/2013, concluímos que a renovação da nossa concessão de distribuição não afetaria materialmente os resultados das nossas operações. Do mesmo modo, após uma avaliação cuidadosa das condições impostas pelo governo federal brasileiro para a prorrogação da nossa concessão de distribuição, resolvemos solicitar a renovação desse contrato e nosso pedido de renovação foi aprovado pelo MME em 11 de novembro de 2015. Em 9 de dezembro de 2015, celebramos o quinto termo aditivo do Contrato de Concessão do Serviço de Distribuição de Energia elétrica nº 46/1999 da Copel Distribuição S.A.

Este aditamento impõe condições de eficiência à Copel Distribuição, aferidas por meio de duas métricas diferentes: qualidade do serviço e sustentabilidade econômico-financeira da empresa. O não cumprimento de quaisquer dessas métricas por (i) dois anos consecutivos nos primeiros quatro anos dessa concessão renovada ou (ii) quaisquer desses limites no quinto ano dessa concessão poderá resultar na rescisão de nossa concessão de distribuição. A partir de 1º de janeiro de 2021, a não conformidade com o indicador de qualidade por três anos consecutivos ou o indicador de sustentabilidade econômico-financeira por dois anos consecutivos também poderá resultar na rescisão da concessão de distribuição.

Além disso, o não atingimento das metas do indicador de qualidade por dois anos consecutivos ou três vezes em cinco anos poderá levar a restrições no pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio ao acionista controlador da Copel Distribuição, ao passo que a não conformidade com os indicadores de sustentabilidade econômico-financeira poderá exigir aportes de capital dos acionistas controladores da Copel Distribuição.

A tabela a seguir apresenta os indicadores econômicos-financeiros e de qualidade estabelecidos para os primeiros cinco anos após a celebração deste aditamento.

Ano	Indicadores Econômicos e Financeiros		Indicadores de Qualidade ⁽¹⁾	
			DEC_t⁽²⁾	FEC_t⁽²⁾

2016	N/A	13,61	9,24
2017	EBITDA ⁽³⁾ ≥ 0	12,54	8,74
2018	[EBITDA (-) QRR ⁽⁴⁾] ≥ 0	11,23	8,24
2019	{ Dívida Líquida ⁽⁵⁾ /[EBITDA ⁽³⁾ (-) QRR ⁽⁴⁾] ≤ 1/(0,8*SELIC ⁽⁶⁾)	10,12	7,74
2020	{ Dívida Líquida ⁽⁵⁾ /[EBITDA ⁽³⁾ (-) QRR ⁽⁴⁾] ≤ 1/(1,11*SELIC ⁽⁶⁾)	9,83	7,24

⁽¹⁾ Segundo a Nota Técnica da ANEEL nº 0335/2015.

⁽²⁾ DECi – Duração de interrupções por consumidor por ano (em horas); e FECi – Frequência de interrupções por consumidor por ano (número de interrupções).

⁽³⁾ Lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização, calculado de acordo com os regulamentos da ANEEL.

⁽⁴⁾ QRR: Quota de Reintegração Regulatória ou Despesa de Depreciação Regulatória. Esse é o valor definido na Revisão Tarifária Periódica (RTP) mais recente, mais o Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) entre o mês anterior à Revisão Tarifária Periódica e o mês anterior ao período de doze meses da medição de sustentabilidade econômico-financeira.

⁽⁵⁾ Calculado de acordo com os regulamentos da ANEEL.

⁽⁶⁾ Taxa básica Selic: limitada a 12,87% ao ano.

Cumprimos os indicadores de qualidade para 2019 tanto no DECi (totalizando 9,10 em 2019) quanto no FECi (totalizando 6,00 em 2019).

CONCORRÊNCIA

Recebemos concessões para distribuir energia em substancialmente todo o Estado do Paraná e não enfrentamos a concorrência das cinco empresas de energia que detém concessões para o restante do Estado. Porém, como resultado da legislação aprovada em 2004, outros fornecedores podem oferecer energia aos consumidores livres existentes a preços menores do que os que atualmente cobramos. Entretanto, quando um Consumidor Cativo se torna um Consumidor Livre ele ainda deve pagar pelo uso de nossa rede de distribuição. A redução na receita líquida de nosso negócio de distribuição é, portanto, compensada pela redução nos custos da energia que teríamos de adquirir para vender a esses consumidores.

Além disso, sob certas circunstâncias, os consumidores livres podem ter o direito de se conectarem diretamente ao Sistema Interligado de Transmissão, em vez de nossa rede de distribuição. Ao contrário da escolha de um consumidor livre por outro fornecedor de energia, caso em que ele ainda precisa usar nossa rede de distribuição e, conseqüentemente, nos pagar a tarifa cabível, nossa unidade de distribuição deixa de receber tarifas de consumidores que se conectam diretamente ao Sistema Interligado de Transmissão. A migração de consumidores da rede de distribuição para a rede de transmissão resulta, portanto, em perda de receita para nosso negócio de distribuição.

As empresas de transmissão e distribuição são obrigadas a permitir o uso de suas linhas e instalações auxiliares para a distribuição e transmissão de energia por terceiros, mediante pagamento de uma tarifa.

Os consumidores livres estão limitados a: a partir de 1º de janeiro de 2021, com demanda de no mínimo 1,5 MW; após 1º de janeiro de 2022, consumidores com demanda de pelo menos 1,0 MW em qualquer tensão; e, a partir de 1º de janeiro de 2023, com demanda de pelo menos 500 kW em qualquer tensão.

Os clientes especiais são clientes com demanda de no mínimo 500 kW que optam pelo fornecimento de energia por meio de fontes alternativas, como projetos eólicos, pequenas centrais hidrelétricas, projetos de biomassa, usinas solares e outros.

Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos 912 consumidores livres (dos quais 877 eram clientes de nossa comercializadora de energia e 35 da Copel GeT), representando aproximadamente 8,0% de nossa receita operacional consolidada e aproximadamente 14,9% da quantidade total de eletricidade vendido por nós.

A Copel GeT tinha 35 Clientes Livres em 31 de dezembro de 2020. Aproximadamente 55,2% dos megawatts-hora vendidos sob contratos a esses clientes pela Copel GeT expiraram em 2020. Esses clientes representaram aproximadamente 6,3% do volume total de eletricidade que vendemos em 2020 e aproximadamente 3,2% de nossas receitas operacionais consolidadas.

No negócio de geração, qualquer produtor pode obter concessão para construir ou administrar instalações termelétricas ou pequenas centrais hidrelétricas no Estado do Paraná. A legislação brasileira prevê licitação de concessões de geração para usinas hidrelétricas e, desde 2017, esta exigência se aplica apenas a instalações com capacidade superior a 50 MW.

No negócio de transmissão, a legislação brasileira estabelece licitações para concessões de transmissão referentes a instalações em tensão de 230 kV ou superior, que farão parte do Sistema Interligado de Transmissão.

A legislação brasileira exige que todas as nossas concessões de geração, transmissão e distribuição se sujeitem a licitações ao seu término. Podemos enfrentar concorrência significativa de terceiros nas licitações para renovar tais concessões ou para concessões novas. A perda de algumas concessões poderia afetar adversamente os resultados das nossas operações.

MEIO AMBIENTE

Nossas atividades de construção e operação associadas à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, à distribuição de gás natural e ao nosso negócio de telecomunicações estão sujeitas a normas ambientais federais, estaduais e municipais.

Todas as nossas atividades seguem nossa Política de Sustentabilidade, que integra planejamento corporativo e gestão da sustentabilidade para otimizar nosso desempenho financeiro, social e ambiental. Nossas atividades também seguem nossa Política de Mudanças Climáticas, que estabelece diretrizes para a mitigação de emissões e mudanças de gases de efeito estufa em nossos negócios, avaliando riscos e oportunidades relacionados às mudanças climáticas. Solicitamos e renovamos nossas licenças ambientais de acordo com o regulamento ambiental emitido pelas autoridades federais, estaduais e municipais. Estamos cumprindo todos os regulamentos ambientais relevantes e nossos projetos mais recentes (após 1986) de geração, transmissão e distribuição estão de acordo com as normas federais, estaduais e municipais.

Signatários do Pacto Global desde 2000, estamos comprometidos com a sustentabilidade. Como membro fundador do Comitê da Rede Global do Pacto Global, criado em 2003, apoiamos o movimento para disseminar os princípios do Pacto Global na promoção de articulações eficazes e consistentes entre governos, empresas e organizações sociais em favor dos desafios sociais, ambientais e econômicos pela sustentabilidade, além de conscientizar outras empresas brasileiras para envolver e adotar a cidadania corporativa como um modelo para gerenciar seus negócios.

Adotamos as melhores práticas de mercado para orientar e avaliar nosso desempenho e comparar práticas com referências globais e locais: Índice de Sustentabilidade Empresarial B3 - ISE, Indicadores Ethos para Modelos de Negócios Sustentáveis e Responsáveis e outras avaliações e classificações relacionadas à questão ambiental, social e de governança. Por meio de um relatório anual, reforçamos nosso compromisso com o desenvolvimento sustentável e somos responsáveis por nosso desempenho relacionado aos aspectos econômicos, sociais, ambientais e de governança (Relatório Integrado Copel). Este relatório segue as diretrizes internacionais do modelo de normas da Global Reporting Initiative (GRI) e da International Integrated Reporting Initiative (IIRC) e é submetido a uma verificação independente, para garantir a confiabilidade das informações divulgadas.

ATIVO IMOBILIZADO

Nossos principais bens consistem de instalações de geração e telecomunicações descritas em “Negócios”. Do valor contábil líquido do nosso imobilizado em 31 de dezembro de 2020 (incluindo obras em curso), as instalações de geração representavam 64,4%, os parques eólicos representavam 30,1%, telecomunicações representavam 0,5%, a Elejor representava 3,7%, e a Usina Termelétrica de Araucária representava 1,3%. Acreditamos que nossas instalações são de modo geral adequadas para nossas necessidades atuais e apropriadas para as finalidades pretendidas.

Além disso, as infraestruturas utilizadas pelos negócios de transmissão e distribuição são classificadas como ativo financeiro, de contrato e intangível, conforme descrito na nota 4.4, 4.5 e 4.9 de nossas demonstrações financeiras auditadas.

O PROCESSO DE DESAPROPRIAÇÃO

Embora nos sejam outorgadas concessões do Governo Federal para construir instalações hidrelétricas, não recebemos a titularidade das terras onde as instalações serão localizadas. Para podermos construir essas instalações, é necessário desapropriar terras. As terras necessárias à implementação de uma usina hidrelétrica somente podem ser desapropriadas em conformidade com a legislação específica. Geralmente negociamos com as comunidades e com os proprietários individuais que ocupam as terras, de modo a reassentar tais comunidades em outras áreas e indenizar os proprietários individuais. Nossa política de reassentamento e indenização geralmente tem resultado em solução das disputas relativas a desapropriações, com acordos amigáveis para a maioria deles. Em 31 de dezembro de 2020, estimamos nosso passivo em relação à resolução dessas disputas em aproximadamente R\$133,9 milhões. Esse montante é adicional aos valores para desapropriação, incluídos nos orçamentos de cada uma de nossas instalações hidrelétricas.

O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Geral

Em fevereiro de 2021, de acordo com a Portaria nº 002/2021, o MME aprovou o Plano Decenal de Energia – PDE 2030, que projeta para 196 GW a capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil em 2030 (não inclui geração distribuída e autoprodução). Está projetado no PDE 2021 que 87% desse total serão de origem renovável (54% de origem hidrelétrica, 29% de fontes alternativas de energia como eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas), 11% de origem termelétrica, 4% de origem solar e 2% de origem nuclear. Em 2020, aproximadamente 30% da capacidade de geração instalada do Brasil é de propriedade da Eletrobras (incluindo sua subsidiária integral Eletronuclear e sua participação de 50% em Itaipu). Por meio de suas subsidiárias, a Eletrobras também é responsável por aproximadamente 44% da capacidade instalada de transmissão igual ou superior a 230 kV no Brasil. Além disso, alguns Estados brasileiros controlam empresas envolvidas na geração, transmissão e distribuição de energia tais como a Companhia Energética de São Paulo – CESP, a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e a Copel, entre outras.

Principais Autoridades Reguladoras

Ministério de Minas e Energia – MME

O MME é a principal instituição do setor elétrico e atua como órgão do governo federal detentor de competências para elaboração de políticas, regulamentação e supervisão.

Conselho Nacional da Política Energética - CNPE

O Conselho Nacional da Política Energética (“CNPE”), um conselho criado em agosto de 1997, presta serviços de consultoria ao Presidente da República do Brasil em relação ao desenvolvimento e à criação de uma política energética nacional. O CNPE é presidido pelo MME e é composto por seis ministros do Governo Federal e três membros escolhidos pelo Presidente do Brasil. O CNPE foi criado a fim de otimizar a utilização dos recursos energéticos no Brasil e garantir o suprimento nacional de energia elétrica.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

O setor elétrico brasileiro é regulado pela ANEEL, uma agência reguladora federal independente. A responsabilidade principal da ANEEL é regular e supervisionar o setor elétrico de acordo com as políticas ditadas pelo MME e atuar em matérias que lhe forem delegadas pelo governo brasileiro e pelo MME. As responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras, (i) conceder e fiscalizar as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia, incluindo a aprovação das tarifas elétricas; (ii) baixar normas para o setor elétrico; (iii) implementar e regular o uso de fontes de energia, incluindo o uso da energia hidrelétrica; (iv) promover, monitorar e administrar licitações para novas concessões; (v) resolver conflitos administrativos entre entidades do setor elétrico e compradores de energia; e (vi) definir os critérios e a metodologia para a fixação das tarifas de transmissão e distribuição.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

O ONS é uma entidade privada sem fins lucrativos composta de concessionárias de energia elétrica atuantes na geração, transmissão e distribuição de energia, além de outros participantes privados, como importadores, exportadores e consumidores livres. O papel primordial do ONS é coordenar e regular as operações de geração e transmissão no Sistema Interligado de Transmissão, sujeito a supervisão e regulamentação da ANEEL. Os objetivos e principais responsabilidades do ONS incluem, entre outros, o planejamento operacional para o setor da geração, a organização do uso do Sistema Interligado de Transmissão nacional e das interligações internacionais, a garantia de acesso para todos os participantes do setor à rede de transmissão de modo não discriminatório, a contribuição para a expansão do sistema elétrico, a apresentação de propostas ao MME sobre ampliação do Sistema Interligado de Transmissão e a formulação das normas de operação do sistema de transmissão para aprovação pela ANEEL.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

A CCEE é uma entidade privada sem fins lucrativos sujeita a autorização, fiscalização e regulamentação por parte da ANEEL. A CCEE é responsável, entre outras atribuições, por (i) registrar todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (os “CCEAR”) e no Mercado Livre, (ii) contabilizar e liquidar transações de curto prazo e (iii) gestão de fundos gerados por alguns dos encargos regulatórios. A CCEE é composta de detentores de concessões, permissões e autorizações no setor elétrico e consumidores livres, e seu conselho de administração é composto de quatro membros indicados por esses agentes e de um membro indicado pelo MME, que será o presidente do conselho de administração.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE

O CMSE foi criado pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico para monitorar as condições de serviço e recomendar medidas preventivas para garantir a adequação do fornecimento de energia, incluindo ações sobre a demanda e a contratação de reservas de energia.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Em agosto de 2004, o governo brasileiro criou a Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”), uma empresa pública federal responsável pela condução de pesquisa e estudos estratégicos no setor da energia, incluindo as indústrias de energia elétrica, petróleo, gás natural, carvão e fontes de energia renováveis. Os estudos e pesquisas realizados pela EPE subsidiam a formulação da política energética do MME.

Eletrobras

A Eletrobras atua como controladora das seguintes empresas pertencentes ao Governo Federal: Companhia Hidrelétrica do São Francisco - CHESF, Furnas Centrais Elétricas S.A., CGT Eletrosul, Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A - Eletronorte, Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica - CGTEE e Eletrobras Termonuclear S.A. – Eletronuclear, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel e Itaipu Binacional. A Eletrobras administra a comercialização da energia de Itaipu e de fontes alternativas de energia, sob o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – Proinfa.

Histórico da Legislação do Setor

A Constituição brasileira prevê que o desenvolvimento, o uso e a venda de energia podem ser realizados diretamente pelo governo federal ou indiretamente através da outorga de concessões, permissões ou autorizações. Historicamente, o setor elétrico brasileiro tem sido dominado por concessionárias de geração, transmissão e distribuição controladas pelo governo federal ou pelos governos estaduais. Desde 1995, o governo brasileiro tem tomado uma série de medidas para reformar o setor elétrico brasileiro. Em linhas gerais, o objetivo dessas medidas tem sido aumentar o papel do investimento privado e eliminar as barreiras existentes ao investimento estrangeiro, com vistas a aumentar assim a concorrência e a produtividade geral no setor.

Abaixo segue resumo dos principais desdobramentos no quadro regulamentar e jurídico do setor elétrico brasileiro:

- Em 1995, (i) a constituição federal foi alterada para permitir o investimento estrangeiro em geração de energia; (ii) a Lei de Concessões foi promulgada, exigindo que todas as concessões de serviços relacionados a energia sejam outorgadas mediante licitação, prevendo a criação de produtores independentes e consumidores livres e garantindo aos fornecedores de energia e aos consumidores livres acesso livre a todos os sistemas de distribuição e transmissão; e (iii) uma parte das participações controladoras detidas pela Eletrobras e por vários estados brasileiros em empresas de geração e distribuição foi vendida a investidores privados.
- Em 1998, a Lei do Setor Elétrico foi promulgada, prevendo, entre outras medidas, a criação do ONS e a indicação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (“BNDES”), um banco de desenvolvimento controlado 100% pelo Governo Brasileiro, como agente financiador do setor elétrico, especialmente para apoiar novos projetos de geração.

- Em 2001, o Brasil sofreu uma séria crise energética que perdurou até o fim de fevereiro de 2002. Durante esse período, o governo brasileiro implementou um programa de racionamento do consumo de energia nas regiões mais adversamente afetadas, ou seja, o Sudeste, o Centro-Oeste e o Nordeste do Brasil. Em abril de 2002, o governo brasileiro implementou pela primeira vez um reajuste tarifário extraordinário para compensar as perdas sofridas pelos fornecedores de energia em razão do período de racionamento.
- Em 2004, o governo brasileiro promulgou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, em um esforço para novamente reestruturar o setor elétrico com o objetivo de proporcionar aos consumidores um fornecimento de energia elétrica estável a preços razoáveis. a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico introduziu mudanças relevantes na regulamentação do setor elétrico, com vistas a (i) fornecer incentivos para que entidades públicas e privadas construam e mantenham empreendimentos de geração e (ii) garantir o fornecimento de energia no Brasil a baixas tarifas por meio de processo competitivo de licitação pública de energia elétrica. Os principais pontos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem:
 - A garantia de existência de dois mercados: (i) o mercado regulado, um mercado mais estável em termos de oferta de energia; e (ii) um mercado destinado especificamente a certos participantes (consumidores livres e empresas de comercialização, por exemplo), chamado de mercado livre, que permite certo grau de competição em relação ao mercado regulado.
 - Restrições a determinadas atividades de distribuição, incluindo a exigência de que os distribuidores se concentrem em seu *core business* de atividades de distribuição para oferecer serviços mais eficientes e confiáveis aos consumidores cativos.
 - Extinção do auto suprimento (*self-dealing*) por meio do incentivo de compra de energia elétrica pelos distribuidores aos menores preços disponíveis em vez da compra de energia elétrica fornecida por partes relacionadas.
 - Respeito aos contratos firmados anteriormente à Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, para assegurar estabilidade regulatória às transações realizadas antes de sua promulgação.
- Em 2004, o Decreto No. 5.163 regulamentou a compra e venda de energia elétrica no mercado regulado e no mercado livre, assim como a outorga de autorizações e concessões para projetos de geração de energia. Esse decreto inclui, entre outros itens, regras relativas a procedimentos de leilão, à forma dos contratos de compra de energia e ao mecanismo de repasse de custos aos consumidores finais. Entre outros assuntos, este decreto:
 - Estabelece as diretrizes sob as quais os agentes que adquirem energia devem contratar sua demanda de energia. Os agentes que comercializam energia devem comprovar que a energia a ser vendida provém de instalações de geração existentes ou planejadas. Os agentes que não cumprirem essas exigências estão sujeitos a penalidades impostas pela ANEEL.
 - Exigem que as companhias de distribuição contratem 100% de suas necessidades de energia primordialmente por meio de leilões públicos. Além desses leilões, as companhias de distribuição podem adquirir montantes limitados (até 10% de sua demanda) de: (i) companhias de geração conectadas diretamente à companhia de distribuição (exceto usinas hidrelétricas com capacidade superior a 30 MW e certas usinas termelétricas), (ii) empreendimentos de geração de energia elétrica participantes da fase inicial do Proinfa, (iii) Itaipu e (iv) cotas desses contratos de concessão de geração prorrogados ou sujeitos a nova licitação, de acordo com a Lei nº 12.783/2013, sobre prorrogação de concessões.
 - Determina que o MME estabeleça o montante total de energia a ser contratado no mercado regulado, incluindo o número e tipo de empreendimentos de geração que serão

leiloados a cada ano.

- Exige que todas as companhias de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica, todos os produtores independentes de energia e os consumidores livres são obrigados a notificar a MME, até 1º de agosto de cada ano, quanto a sua demanda ou geração estimada de energia elétrica, conforme o caso, para cada um dos cinco anos subsequentes. Antes de cada leilão de energia, as companhias de distribuição são também obrigadas a notificar a MME quanto aos volumes de energia que pretendem contratar no leilão. Além disso, as companhias de distribuição são obrigadas a especificar a parcela do volume contratado que pretendem usar para suprir consumidores livres potenciais.
- Em 2012, o governo brasileiro promulgou duas Medidas Provisórias que trouxeram mudanças importantes para a estrutura regulatória do setor elétrico brasileiro: (i) Medida Provisória Nº 577, de 29 de agosto de 2012 (convertida na Lei 12.767, de 27 de dezembro de 2012); e (ii) Medida Provisória Nº 579, de 11 de setembro de 2012 (convertida na Lei nº 12.783/2013). A Medida Provisória Nº 577 estabeleceu a obrigação do poder concedente de prestar serviços de energia elétrica caso uma concessão termine, bem como as novas regras de intervenção pelo poder concedente em concessões de energia elétrica para garantir um desempenho adequado dos serviços de utilidade pública. A Lei nº 12.783/2013 estabeleceu novas regras que mudaram a capacidade das concessionárias de renovar contratos de concessão. De acordo com essa Lei, as concessionárias de distribuição e geração podem renovar seus contratos de concessão vigentes a partir de 1995 e as concessionárias de transmissão podem renovar seus contratos de concessão vigentes antes e a partir de 1995 por um período adicional de 30 anos, contanto que as concessionárias concordem em alterar os contratos de concessão para refletir o novo regime tarifário a ser estabelecido pela ANEEL. Vide “Concessões”.
- Em 2013, a Lei nº 12.783/2013 foi promulgada. Esta lei mudou a natureza dos contratos de concessão das usinas de geração existentes à época, pois as concessões de geração renovadas por essa lei não mais concediam às concessionárias o direito de vender a energia gerada pelas usinas, mas somente o direito à operação e manutenção destas. A energia gerada por essas usinas é alocada em cotas ao mercado regulado para compra pelas concessionárias de distribuição. No caso de instalações de geração criadas após a Lei de Renovação de Concessões de 2013, a concessionária tem o direito de vender a energia produzida pela instalação. Para mais informações, consulte o “Item 4. Informações sobre a Companhia - Concessões - Lei de Renovação de Concessões de 2013.
- Em 2015, o governo brasileiro promulgou a Medida Provisória nº 688, datada de 18 de agosto de 2015, convertida na Lei Federal nº 13.203, datada de 8 de dezembro de 2015, para revisar a alocação dos riscos hidrológicos arcados pelas usinas hidrelétricas que compartilham esses riscos de acordo com o Mecanismo de Realocação de Energia. Em 2014 e 2015, considerando as más condições hidrológicas, os participantes do MRE geraram menos energia que suas energias asseguradas, o que foi confirmado por uma redução significativa do Fator de Ajuste de Garantia Física (“GSF”), medida da proporção entre a energia gerada pelos participantes do MRE e suas respectivas energias asseguradas. Essas deficiências de geração resultaram em perdas para os participantes do MRE, considerando suas exposições a riscos hidrológicos. Consequentemente, a Lei Federal nº 13.203 estabeleceu um mecanismo opcional que permite que cada usina de geração transfira esses riscos para os consumidores finais por meio do pagamento de um prêmio de risco para o governo federal brasileiro, bem como algumas prorrogações temporárias de concessões de geração para compensar as perdas de 2015. Decidimos aderir ao mecanismo com relação a todos os Contratos de Energia elegíveis da Copel GeT e da Elejor nos termos desse novo mecanismo de alocação de riscos, o que representou aproximadamente 16% da garantia física total da Copel GeT.
- Em 2016, o governo brasileiro promulgou a Medida Provisória nº 735, datada de 22 de junho de 2016, convertida na Lei Federal nº 13.360, com data de 17 de novembro de 2016, que alterou

várias leis federais, especialmente para: (i) rever determinadas regras relativas a encargos regulatórios (CDE, CCC e RGE) e nomear a CCEE como nova administradora de tais encargos; (ii) facilitar a privatização de empresas de geração, transmissão e distribuição de energia, (iii) alterar determinados requisitos dos regimes de concessão e autorização de geração; (iv) alterar as regras relacionadas ao MRE; (v) permitir que as empresas de distribuição vendam excedentes de energia no mercado livre; (vi) prorrogar os prazos para o início da oferta em leilões de energia no mercado regulamentado; e (vii) transferir do MME para a ANEEL a competência para decidir sobre os pedidos feitos pelas empresas de geração e transmissão para prolongar os cronogramas de construção das suas instalações.

- Em julho de 2017, o MME divulgou a Consulta Pública nº 033/2017, denominada “Proposta de melhoria do marco legal do setor elétrico”. Esta consulta pública constitui um passo importante para orientar o MME na elaboração de propostas legislativas específicas capazes de proporcionar medidas de racionalização econômica e modernização do setor elétrico.
- Em agosto de 2017, o Decreto 9143/2017 alterou a periodicidade dos leilões de energia nova e autorizou as distribuidoras a negociarem os contratos de venda de energia no Mercado Livre para consumidores livres e outros agentes (geradoras, comercializadoras e produtores independentes), contanto que tais contratos fossem vinculados à energia excedente contratada nos leilões.
- Em janeiro de 2018, o Decreto nº 9.721 / 2018 regulamentou a outorga de renovação do contrato de concessão no setor elétrico associada à privatização de titular de concessão de serviço público de geração de energia elétrica, nos termos da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. De acordo com o decreto, a União poderá outorgar novo contrato de concessão pelo prazo de até trinta anos, contado da data de sua celebração, à empresa resultante do processo licitatório de privatização de concessionária de serviço público de geração de energia elétrica sob controle direto ou indireto da União, de Estado, do Distrito Federal ou de Município. Este decreto foi alterado em novembro de 2019 nos termos do Decreto no 10.135, com o objetivo de reduzir o prazo para a concessionária solicitar a concessão de um novo contrato, de 60 para 42 meses, bem como de fixar a conclusão do processo de privatização com prazo remanescente de concessão superior a dezoito meses do advento do termo contratual ou do ato de outorga.
- Em 2018, a União Federal concluiu a privatização das distribuidoras da Eletrobras, quais sejam, Companhia Energética do Piauí - Cepisa, Companhia Energética de Rondônia S.A. - Ceron, Companhia de Energia elétrica do Acre - Eletroacre, Boa Vista Energia S.A. - Boa Vista Energia, Companhia Energética de Alagoas - Ceal e Amazonas Distribuidora de Energia S.A. - Amazonas Distribuidora.
- Em junho de 2019, o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, por meio da Resolução nº 16, lançou programa para dinamizar o mercado de gás natural e a ampliar a concorrência através de ações voltadas à promoção da livre concorrência e utilização das termoelétricas como veículo de criação de demanda para o melhor aproveitamento do gás natural do Pré-Sal.
- Em dezembro de 2019, o MME publicou a Portaria nº 465/2019, com o objetivo de diminuir os limites de carga para contratação de energia elétrica por parte dos consumidores, atendidos em qualquer voltagem, permitindo que eles comprem energia de fontes convencionais, considerando o seguinte cronograma: (i) a partir de 1º de janeiro de 2021: consumidores com demanda igual ou superior a 1.500 kW; (ii) a partir de 1º de janeiro de 2022: consumidores com demanda igual ou superior a 1.000 kW; e (iii) 1º de janeiro de 2023: consumidores com demanda de 500 kW ou mais. Além disso, até 31 de janeiro de 2022, a ANEEL e a CCEE deverão apresentar estudos sobre as medidas regulatórias necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com carga elétrica abaixo de 500 kW.
- Em janeiro de 2020, o ONS implementou o Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo – DESSEM, visando otimizar a operação do SIN, e reduzir as diferenças entre o despacho

planejado e o despacho realizado uma vez que considera tanto aspectos relacionados à rede elétrica como à operação das usinas hidroelétricas, termoelétricas e demais componentes do setor. A implantação do DESSEM atende ao cronograma estabelecido na portaria MME nº 301, de 31 de julho de 2019.

- Em setembro de 2020, foi aprovada a Lei nº 14.052 (a “Lei do GSF”), que estabeleceu novas condições para a renegociação do risco hidrológico da geração de energia elétrica, alterando o artigo 2º da Lei nº 13.203/2015, entre outras medidas. Esse procedimento foi regulamentado por meio da Resolução Normativa nº 895/2020, na qual a ANEEL estabeleceu a metodologia de cálculo da indenização aos proprietários das usinas hidrelétricas participantes do MRE. Também regulamentou o repatriamento do risco hidrológico para equacionar a emissão de GSF e dívidas em aberto na CCEE para permitir o retorno da normalidade e maior liquidez no mercado de energia elétrica de curto prazo, em troca da prorrogação dos prazos das outorgas concedidas às hidrelétricas plantas até sete anos .
- Em dezembro de 2020, por meio da Resolução Normativa nº 905/2020, a ANEEL consolidou as regras para os Serviços de Transmissão de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, a partir de 1º de janeiro de 2021.
- Em janeiro de 2021, a CCEE adotou um modelo de precificação por hora para a contabilização e liquidação do mercado de curto prazo. Assim, desde 1º de janeiro de 2021, o PLD é oficialmente calculado para cada submercado por hora, conforme cronograma de implantação definido pela Portaria MME 301/2019.
- Além disso, 2020 foi atípico devido à pandemia COVID-19, que exigiu a introdução de várias medidas legais e regulamentares, conforme destacado a seguir:
 - Em março de 2020, o Decreto nº 6 declarou oficialmente o estado de emergência no Brasil, com vigência até 31 de dezembro de 2020. Na mesma data, foi lançado o o Decreto nº 10.282 (complementado pelo Decreto nº 10.288/2020), que regulamentou a Lei nº 13.979/2020 e tratou das novas medidas da COVID-19, incluindo diretrizes relativas à exploração de serviços públicos e atividades essenciais, especificamente o setor elétrico e elétrico geração, transmissão e distribuição. Por meio do Decreto nº 117/2020, o MME também instituiu no âmbito do Ministério um Comitê de Crise para articular, coordenar, acompanhar, orientar e fiscalizar as medidas e ações tomadas contra a COVID-19 durante a crise de saúde pública. Em linha com as diretrizes estabelecidas por este decreto, a ANEEL editou o Decreto nº 6.335/2020, Gabinete de Monitoramento da Situação Elétrica, com o objetivo de identificar os efeitos da pandemia COVID-19 sobre o mercado de energia elétrica e acompanhamento da situação econômico-financeira em relação à oferta e demanda, bem como a coordenação de estudos de propostas para preservação do equilíbrio entre as diversas entidades do setor.
 - Em março de 2020, para garantir a continuidade dos serviços de distribuição de energia elétrica, a ANEEL editou a Resolução Normativa nº 878/2020, solidificando as primeiras medidas da Agência no sentido de garantir o fornecimento de energia elétrica a determinadas unidades consumidoras que perderam a capacidade de se manter em conformidade com resultado da pandemia COVID-19. Isso diz respeito especialmente às unidades consumidoras relacionadas ao fornecimento de energia para serviços e atividades consideradas essenciais, conforme definido pelos Decretos Federais nº 10.282/2020 e nº 10.288/2020.
 - Em 8 de abril de 2020, o governo brasileiro emitiu a Medida Provisória nº 950, que especificava medidas de emergência temporárias para o setor elétrico para enfrentar o estado de emergência, estabelecendo uma isenção nas tarifas de energia financiadas pela CDE para consumidores de baixa renda para até 220 kWh / mês, no período de 01 de abril a 30 de junho de 2020. Para tanto, os recursos foram

provisionados por meio de operação de crédito com o objetivo de proporcionar alívio financeiro às distribuidoras de energia elétrica. Na mesma data, a ANEEL publicou o Despacho nº 986, autorizando a CCEE a repassar aos agentes do setor, com base no consumo, os recursos financeiros excedentes disponíveis no fundo de reserva para alívio futuro, com o objetivo de reforçar a liquidez do setor em meio ao a pandemia COVID-19.

- Em 18 de maio de 2020, o governo brasileiro emitiu o Decreto nº 10.350, que regulamentou a Medida Provisória nº 950/2020 e dispôs sobre a criação do Fundo COVID-19. Esse fundo deveria receber recursos para cobrir déficits potenciais ou antecipar receitas das distribuidoras e regular a utilização de tarifas pela CDE para fins de pagamentos e recebimentos de valores para cobrir ou diferir custos decorrentes da pandemia COVID-19. Por meio da Resolução nº 885/2020, a ANEEL estabeleceu critérios e procedimentos para a gestão do Fundo COVID-19. Os valores dos recursos do Fundo COVID-19 aportados às concessionárias foram operacionalizados pela CCEE ao longo de 2020, considerando, para tanto, a existência de saldo positivo no fundo.
- Em maio de 2020, por meio do Despacho nº 1.511 / 2020, a ANEEL suspendeu a aplicação sistemática do regime de acionamento das Bandeiras Tarifárias, em circunstâncias excepcionais e temporárias, conforme previsto no Submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulamentação tarifária. Isso acrescentou uma “bandeira verde” até 31 de dezembro de 2020 de acordo com o prazo estipulado no Decreto Federal nº 10.350/2020 para cobrir os custos do setor elétrico com recursos do Fundo COVID-19. Vigorou até 30 de novembro de 2020, quando foi revogada pela ANEEL com a edição, no mesmo dia, do Despacho nº 3.364/2020.
- Por fim, em setembro de 2020, foi emitida a Medida Provisória nº 998/2020, em decorrência de importantes mudanças nas regras do setor elétrico para mitigar os efeitos ao consumidor decorrentes de auxílios concedidos às empresas em decorrência da pandemia COVID-19, como o repasse de 30% dos recursos que as concessionárias são obrigadas a investir em pesquisa e desenvolvimento e programas de eficiência energética entre 2021 e 2025. Não obstante esses pontos, a medida também buscou suprir a retirada de incentivos às fontes renováveis, retirando o desconto nas tarifas pela utilização dos sistemas de transmissão (TUST) e distribuição (TUSD) para projetos como pequenas centrais hidrelétricas e usinas de fonte solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada. Esses incentivos estão sendo mantidos apenas para os empreendimentos que ingressarem na concessão em até doze meses a partir de 1º de setembro de 2020 e o início da operação de todas as suas Unidades Geradoras em até 48 meses a partir da data da concessão. Além disso, a Medida Provisória nº 998 contemplou várias outras mudanças na regulamentação do setor, como a realocação de recursos para reduzir as tarifas de energia aos consumidores da região Norte do Brasil. Em relação à eficácia da medida, é importante destacar que após ser aprovada pela Câmara dos Deputados em 17 de dezembro de 2020 e pelo Senado Federal em 4 de fevereiro de 2021, sendo sancionada em março de 2021 pelo Presidente da República, por meio da Lei 14.120, de 1º de março de 2021.

Potencial Novo Marco Regulatório

As seguintes possíveis alterações na estrutura regulatória brasileira podem ter um impacto direto em nossas operações, pois nossos negócios estão sujeitos a uma regulamentação abrangente por vários órgãos legais e reguladores brasileiros, especialmente o MME, que propõe políticas setoriais, e a ANEEL, que regula, supervisiona e inspeciona vários aspectos de nossos negócios, incluindo nossas tarifas.

- Em fevereiro de 2018, o MME publicou em seu website o relatório da audiência pública,

refletindo a proposta final das melhorias à estrutura regulatória aplicável ao setor de energia, especialmente motivadas pelos eventos tecnológicos, sociais e ambientais, bem como dificuldades resultantes dos modelos de negócios atuais. Dentre os tópicos discutidos, merecem destaque os seguintes:

- Rescisão do sistema de quotas aplicável às concessões de hidrelétricas (UHE) que foram oferecidas ou concedidas por meio de processos de licitação, de acordo com a Lei Federal 12.783/2013 e alocação de parte do benefício econômico das concessões à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) de forma a reduzir os encargos cobrados da população;
 - Redução dos limites mínimos de acesso ao Mercado Livre;
 - Abordagem entre a formação de preço de curto prazo e o custo operacional do sistema;
 - Se energia e lastro (atualmente combinados para fins de comercialização) deveriam ser separados;
 - Efeitos da migração dos consumidores para o Mercado Livre;
 - Mercado para atribuições ambientais;
 - Captação do capital estrangeiro para investimentos no setor de energia brasileiro;
 - Descontos tarifários mais eficientes;
 - Alocação de recursos da reserva de reversão global para o segmento de transmissão;
 - Diretrizes para a utilização dos recursos de pesquisa e desenvolvimento;
 - Modernização do mercado regulado; e
 - Redução das disputas judiciais acerca do risco hidrológico.
- Em maio de 2018, a maioria das melhorias propostas pelo MME com relação à estrutura regulatória aplicável ao setor de energia foi incluída no Projeto de Lei 1.917/2015 da Câmara dos Deputados, conhecido como Projeto de Lei da Portabilidade da Conta de Luz. Esse projeto de lei ainda está sendo analisado pela Câmara dos Deputados e, se aprovado, dependerá da aprovação do Senado e do Presidente do Brasil.
 - Outra iniciativa legislativa que aguarda aprovação é o Projeto de Lei do Senado nº 10.985/2018 (anteriormente, projeto de lei nº 209/2015), que trata das disputas judiciais no mercado de energia de curto prazo, conhecido como GSF. Este projeto está atualmente em análise no Senado.
 - Além disso, existem iniciativas para promover a modernização do setor energético. A Portaria MME nº 187/2019 estabeleceu um grupo de trabalho para desenvolver propostas para a modernização do setor de energia, que divulgou um relatório em outubro de 2019 com medidas que devem ser adotadas ou estudadas, incluindo tópicos como (i) abertura de o mercado consumidor; (ii) mecanismo de precificação para o mercado de curto prazo; (iii) expansão do Mercado Livre, acomodando novas tecnologias e novos modelos de negócios; (iv) Mecanismo de Realocação de Energia; (v) berços e alocação de riscos; (vi) introdução de novas tecnologias; e (vii) serviços de distribuição sustentável. Este grupo de trabalho foi nomeado para um mandato de 2 anos, que pode ser prorrogado por mais 1 ano.
 - Em novembro de 2019, o Governo Federal submeteu o Projeto de Lei nº 5.877 ao Congresso Brasileiro, que, entre outros assuntos, trata da privatização das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras. Esse projeto de lei determina a privatização da Eletrobras mediante aumento de capital e oferta pública de novas ações ordinárias (que dão direito a seus titulares a direito a voto), resultando na diluição da participação detida pelo Governo Federal na Eletrobras.
 - Em novembro de 2019, a ANEEL submeteu uma proposta de emenda à Resolução nº 482/2012

a uma audiência pública. Esta resolução refere-se à distribuição de micro e mini geração de energia. A atualização dessas regras foi exigida em 2015 pela Resolução 687/2015 e sugere melhorias no sistema de compensação de crédito em vista de alterações na geração distribuída nos últimos anos.

- Em dezembro de 2019, o CNPE aprovou sua Resolução nº 29, segundo a qual (i) revisou os critérios gerais adotados com relação à garantia de fornecimento em estudos sobre expansão da oferta, planejamento das operações do SIN e cálculos de garantias físicas de energia e potência de um projeto de geração. No entanto, o MME determinará os limites específicos para esses critérios, utilizados no cálculo das garantias físicas e nos planos de expansão.
- Em 2020, em função da pandemia COVID-19, foram interrompidas as discussões iniciadas em 2017 entre o MME e o setor elétrico a respeito de propostas de melhoria do marco legal e regulatório da indústria. Isso significou avanços limitados em medidas como o PL nº 1.917/2015 e o PLS nº 232/2016, que tratam de questões como o modelo comercial do setor elétrico, a portabilidade das contas de luz e as concessões para geração de energia elétrica. A pandemia COVID-19 também possibilitou o comprometimento da Comissão Especial da Câmara dos Deputados, criada em agosto de 2019, a respeito do Código Brasileiro de Energia Elétrica, que visa consolidar a legislação de energia elétrica que atualmente está dispersa em portarias de diversos órgãos governamentais.

Essas possíveis mudanças na estrutura regulatória aplicável ao setor energético brasileiro podem impactar nossas operações nos próximos anos.

Concessões

As companhias ou consórcios que desejam construir ou operar instalações de geração, transmissão ou distribuição de energia no Brasil devem participar de licitações ou requerer ao MME ou à ANEEL uma concessão, permissão ou autorização, conforme o caso. As concessões dão direito a gerar, transmitir ou distribuir energia dentro de área de concessão específica, por período determinado. Esse período é de 35 anos para concessões de geração outorgadas após 2003 e de 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. De acordo com a Lei nº 12.783/2013, as concessionárias de geração e distribuição podem renovar seus contratos de concessão vigentes a partir de 1995 e as concessionárias de transmissão podem renovar seus contratos de concessão vigentes antes e a partir de 1995 por um período adicional de 30 anos, contanto que as concessionárias concordem em alterar os contratos de concessão para refletir os novos termos e condições estabelecidos pela lei. A Lei nº 12.783/2013 não afeta as concessões de geração outorgadas após 2003, pois não são renováveis.

A Lei nº 12.783/2013 estabelece, entre outras disposições, as condições que a concessionária deve observar na prestação de serviços de energia, os direitos do consumidor e os direitos e as obrigações da concessionária e do poder concedente. A concessionária deve cumprir os regulamentos gerais que regem o setor elétrico. As principais disposições da Lei nº 12.783/2013 e dos regulamentos associados da ANEEL são resumidas abaixo:

Serviço adequado. A concessionária deve prestar serviço adequado a todos os consumidores sob sua concessão e deve manter certos padrões relativos à regularidade, continuidade, eficiência, segurança e acessibilidade.

Uso de terra. A concessionária pode usar terras públicas ou requerer que o poder concedente desapropriar terras particulares necessárias, em benefício da concessionária. Nesse último caso, a concessionária deve indenizar os proprietários particulares afetados.

Responsabilidade objetiva. A concessionária é objetivamente responsável por todos os danos resultantes da prestação de seus serviços.

Mudanças no controle acionário. O poder concedente precisa aprovar qualquer mudança direta ou indireta no controle acionário da concessionária.

Intervenção pelo poder concedente. O poder concedente pode intervir na concessão, por meio da

ANEEL, para garantir a prestação adequada dos serviços, assim como o pleno cumprimento das disposições contratuais e regulamentares aplicáveis. Uma vez que a ANEEL determine a intervenção, limitada a um ano, mas prorrogável por mais dois anos, o poder concedente deverá nomear um terceiro para administrar a concessão. Dentro de 30 dias da determinação da intervenção, o representante do poder concedente deve dar início a processo administrativo em que a concessionária terá o direito de contestar a intervenção. O processo administrativo deve ser concluído em um ano. Os acionistas da concessionária sob intervenção devem encaminhar à ANEEL, no prazo de 60 dias a partir da determinação da intervenção, um plano de recuperação e correção. Se a ANEEL aprovar esse plano, a intervenção é encerrada. Se a ANEEL não aprovar o plano, o poder concedente poderá: (i) declarar a caducidade da concessão; (ii) determinar a cisão, incorporação, fusão ou transformação da concessionária, incorporação de uma controlada ou cessão de cotas/ações a terceiros; (iii) determinar a mudança de controle da concessionária; (iv) determinar o aumento de capital da concessionária; ou (v) determinar a incorporação de uma sociedade de propósito específico.

Extinção da concessão. A extinção do contrato de concessão pode ocorrer por meio de encampação e/ou caducidade. A encampação é a extinção prematura de uma concessão por motivo de interesse público. A encampação deve ser aprovada mediante lei autorizativa ou decreto. A caducidade deve ser declarada pelo poder concedente depois que a ANEEL ou o MME tiverem determinado, em instância administrativa final, que a concessionária, entre outras hipóteses, (i) deixou de prestar serviços adequados ou de cumprir as leis e os regulamentos aplicáveis, (ii) perdeu a capacidade técnica, financeira ou econômica de prestar serviços adequados, ou (iii) não cumpriu as penalidades impostas pelo poder concedente. A concessionária pode contestar judicialmente qualquer encampação ou declaração de caducidade.

Um contrato de concessão também pode ser extinto (i) por acordo mútuo entre as partes, (ii) por falência ou dissolução da concessionária, ou (iii) por decisão judicial final transitada em julgado em ação impetrada pela concessionária. Quando um contrato de concessão é extinto, todos os ativos, direitos e privilégios relacionados de modo relevante com a prestação dos serviços de energia são revertidos para o governo brasileiro. Em razão da extinção, a concessionária faz jus a indenização por seus investimentos em ativos não totalmente amortizados ou depreciados, deduzidos todos os montantes referentes a multas e danos devidos pela concessionária.

Vencimento. Quando vence o prazo da concessão, todos os ativos, direitos e privilégios relacionados de modo relevante com a prestação dos serviços de energia são revertidos para o governo brasileiro. Ao término da concessão, a concessionária faz jus a indenização por seus investimentos em ativos não totalmente amortizados ou depreciados no momento do vencimento.

Penalidades. Os regulamentos da ANEEL regem a imposição de sanções contra participantes do setor elétrico e determinam as penalidades apropriadas com base na natureza e importância da infração (incluindo avisos, multas, suspensão temporária do direito de participar de licitações de novas concessões, de licenças e de autorizações e declaração de caducidade). Para cada infração, as multas podem ser de até 2% da receita da concessionária (líquida de ICMS e ISS) no período de 12 meses anterior à notificação da penalidade. Algumas infrações que podem resultar em multas dizem respeito à omissão do agente em requerer a aprovação da ANEEL para certos atos, incluindo: (i) assinatura de certos contratos entre partes relacionadas; (ii) venda ou cessão dos ativos relacionados a serviços prestados, assim como constituição de qualquer ônus (incluindo garantia, fiança, aval, penhor e hipoteca) sobre eles ou quaisquer outros ativos relacionados à concessão ou às receitas dos serviços de energia elétrica; (iii) mudanças no controle acionário do detentor da autorização ou concessão; e (iv) certas mudanças no estatuto social. No caso de contratos entre partes relacionadas submetidos à aprovação da ANEEL, a ANEEL pode buscar impor restrições aos termos e condições desses contratos e, em circunstâncias extremas, exigir que o contrato seja rescindido.

Ambiente Paralelo de Comercialização de Energia Elétrica

Sob a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a compra e venda de energia elétrica são realizadas em dois segmentos distintos: (i) o mercado regulado, no qual ocorrerá a compra pelas concessionárias de distribuição de toda a energia necessária ao suprimento de seus clientes por meio de leilões e (ii) o mercado livre, no qual se dará a compra de energia elétrica por entidades não reguladas (como consumidores livres e comercializadores de energia).

No entanto, está sujeita a regras específicas diferentes das regras aplicáveis ao mercado regulado e ao mercado livre a energia proveniente: (i) de projetos de geração de baixa capacidade localizados próximos aos pontos de consumo (como certas usinas de cogeração e pequenas centrais hidrelétricas), (ii) de usinas registradas no Proinfa, uma iniciativa do governo brasileiro para criar incentivos ao desenvolvimento de fontes alternativas de energia, tais como energia eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, (iii) de Itaipu, (iv) de Angra 1 e 2 a partir de 2013 e (v) os contratos de concessão de geração prorrogados ou sujeitos a nova licitação de acordo com a Lei nº 12.783/2013.

A energia elétrica gerada por Itaipu continuará a ser vendida pela Eletrobras às concessionárias de distribuição que operam nas áreas Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Sistema Interligado de Transmissão. As tarifas de comercialização da energia elétrica gerada em Itaipu são expressas em dólares americanos e estabelecidas de acordo com um tratado entre o Brasil e o Paraguai. Assim, as tarifas de Itaipu aumentam ou diminuem conforme a variação da taxa de câmbio entre o real e o dólar. As variações no preço da energia gerada em Itaipu, entretanto, estão sujeitas ao mecanismo de recuperação de custos da Parcela A discutido abaixo em “Tarifas de Distribuição”.

A partir de janeiro de 2013, a energia gerada pelas usinas nucleares Angra 1 e 2 passou a ser vendida pela Eletronuclear a concessionárias de distribuição por tarifa calculada pela ANEEL.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não afeta contratos bilaterais celebrados antes de 2004.

O Mercado Regulado

No mercado regulado, as concessionárias de distribuição devem comprar a demanda projetada de energia para seus consumidores cativos por meio de leilões públicos no mercado regulado. Os leilões são administrados pela ANEEL, diretamente ou por meio da CCEE, sob certas diretrizes fornecidas pelo MME.

As compras de energia elétrica são normalmente realizadas mediante três tipos de contratos bilaterais: (i) Contratos de Quantidade de Energia, (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia e (iii) alocação de cotas de energia, conforme definido pela ANEEL. Num Contrato de Quantidade de Energia, o gerador compromete-se a suprir determinado montante de energia elétrica e assume o risco do suprimento de energia elétrica ser afetado adversamente por condições hidrológicas e níveis baixos de reservatórios, entre outras condições que possam interromper o suprimento de energia, caso em que o gerador deverá adquirir essa energia de outras fontes para cumprir suas obrigações de suprimento. Sob um Contrato de Disponibilidade de Energia, o gerador compromete-se a disponibilizar certa quantidade de capacidade assegurada ao mercado regulado. Nesse caso, a receita do gerador é garantida, e os distribuidores correm o risco de escassez no suprimento. Em relação ao terceiro método, introduzido pela Lei nº 12.783/2013, as usinas que tiveram sua concessão renovada perderam o direito de vender energia e, a partir de agora, somente receberão remuneração no sistema de cotas de energia apenas como resultado da operação e manutenção dessas unidades. Como resultado, a energia gerada por essas concessionárias de geração é repassada para distribuidores por um custo menor por meio de cotas correspondentes ao tamanho do mercado atendido.

Com relação às usinas de geração com concessões vencidas, que estão sujeitas a um novo processo de licitação competitiva, o vencedor do processo de licitação competitiva pode ser obrigado a alocar até 100% da energia gerada por essa usina em cotas para o Mercado regulado, dependendo nos critérios adotados no processo de leilão.

A estimativa de demanda dos distribuidores é o principal fator da determinação do volume de energia elétrica que o sistema como um todo contratará. Os distribuidores são obrigados a adquirir 100% de suas necessidades de energia elétrica projetadas. Discrepâncias entre a demanda efetiva e a demanda projetada podem resultar em penalidades aos distribuidores. No caso de subcontratação, os distribuidores são penalizados diretamente em valor que aumenta à medida que a diferença entre a demanda contratada e a demanda efetiva aumenta. Os distribuidores subcontratados também devem pagar para suprir sua demanda comprando energia no mercado de curto prazo. Em caso de contratação excedente, em que o volume contratado esteja entre 100% e 105% da demanda real, a distribuidora não será penalizada e os custos adicionais serão compensados por tarifas repassadas aos clientes. Caso o volume contratado seja superior a 105% da demanda real, a distribuidora deverá vender a energia no mercado de curto prazo. Caso o preço contratado seja inferior ao preço do mercado de curto prazo atual, a distribuidora deverá vender a energia

excedente como lucro. Por outro lado, caso o preço contratado seja superior ao preço do mercado de curto prazo, a distribuidora deverá vender a energia excedente como prejuízo. A Resolução Normativa da ANEEL nº 711, datada de 19 de abril de 2016, autorizou as distribuidoras a renegociarem os contratos de compra de energia no mercado regulado para reduzir os valores contratados. A Lei Federal 13.360, datada de 17 de novembro de 2016, também autorizou a venda da energia excedente pelas distribuidoras no mercado livre. As Resoluções nº 833, de 4 de dezembro de 2018 e 904, de 8 de dezembro de 2020, estabeleceram recentemente regras adicionais sobre a metodologia a ser adotada pelas distribuidoras no que diz respeito ao Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE).

Quanto à outorga de novas concessões, os regulamentos exigem que as propostas submetidas nas licitações para novas instalações de geração hidrelétrica incluam, entre outros itens, a porcentagem mínima de energia elétrica a ser fornecida em leilões no mercado regulado. Concessões para novos projetos de geração, como o de Mauá e Colíder, em nosso caso, não são renováveis, o que significa que em seu vencimento a concessionária deverá participar novamente de licitação.

O Mercado Livre

O mercado livre cobre transações entre concessionárias de geração, Produtores Independentes de Energia - PIEs, autogeradores, comercializadores de energia, exportadores e importadores de energia e consumidores livres. O mercado livre também cobre contratos bilaterais existentes entre geradores e distribuidores assinados sob o modelo antigo do setor elétrico, até seu vencimento. Após o vencimento, esses contratos deverão ser realizados sob as diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

Consumidores elegíveis para escolher o seu fornecedor só podem fazê-lo após o vencimento de seus contratos com os distribuidores locais e com aviso prévio ou, no caso de contrato sem data de vencimento, com aviso prévio de 15 dias em relação à data em que o distribuidor deve informar o MME sobre sua demanda anual de energia estimada. Nesse último caso, o contrato só será rescindido no ano seguinte. Após ter optado pelo mercado livre, o consumidor só pode retornar ao sistema regulado depois de fornecer aviso prévio de cinco anos ao distribuidor de sua região, mas o distribuidor pode reduzir esse prazo como lhe convier. Esse longo período de aviso visa assegurar que, se necessário, o distribuidor possa adquirir energia adicional em leilões no mercado regulado sem impor custos extras ao mercado cativo.

Os geradores privados podem vender energia diretamente a consumidores livres. Os geradores estatais podem vender energia elétrica diretamente a consumidores livres, mas são obrigados a fazê-lo somente por meio de leilões privados realizados por eles exclusivamente para consumidores livres ou realizados pelos consumidores livres. Como mencionado anteriormente, a Lei Federal nº 13.360, de 17 de novembro de 2016, também permitiu a venda de excedente de energia pelas empresas de distribuição no mercado livre, mas a efetivação dessa norma ainda está sujeita à regulamentação complementar pela ANEEL.

Com foco no futuro do setor elétrico, o Ministério de Minas e Energia lançou a Consulta Pública nº 33/2017 com o objetivo de obter a visão de diferentes participantes em torno de melhorias no modelo de negócios do setor. Questões como a expansão do mercado livre e a remoção de barreiras à entrada de seus participantes, preço de energia por hora, alocação adequada de riscos, segurança do fornecimento e sustentabilidade socioambiental foram discutidas. Espera-se mais regulamentação para os próximos anos com projetos de lei sendo discutidos no Congresso brasileiro para implementar reformas no setor elétrico. Para maiores informações, ver “Potencial Novo Marco Regulatório”.

Regulamentação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e outras regras promulgadas

Um decreto de julho de 2004 regulamentou a compra e venda de energia elétrica no mercado regulado e no mercado livre, assim como a outorga de autorizações e concessões para projetos de geração de energia. Esse decreto inclui, entre outros itens, regras relativas a procedimentos de leilão, à forma dos contratos de compra de energia e ao mecanismo de repasse de custos aos consumidores finais.

Esses regulamentos estabelecem diretrizes sob as quais os agentes que adquirem energia devem contratar sua demanda de energia. Os agentes que comercializam energia devem comprovar que a energia a ser vendida provém de instalações de geração existentes ou planejadas. Os agentes que não cumprirem essas exigências estão sujeitos a penalidades impostas pela ANEEL.

Esses regulamentos também exigem que as companhias de distribuição contratem 100% de suas necessidades de energia primordialmente por meio de leilões públicos. Além desses leilões, as companhias de distribuição podem adquirir montantes limitados (até 10% de sua demanda) de: (i) companhias de geração conectadas diretamente à companhia de distribuição (exceto usinas hidrelétricas com capacidade superior a 30 MW e certas usinas termelétricas), (ii) empreendimentos de geração de energia elétrica participantes da fase inicial do Proinfa, (iii) Itaipu e (iv) cotas desses contratos de concessão de geração prorrogados ou sujeitos a nova licitação, de acordo com a Lei nº 12.783/2013.

O MME estabelece o montante total de energia a ser contratado no mercado regulado, o número e tipo de empreendimentos de geração que serão leiloados a cada ano. Todas as companhias de geração, distribuição e comercialização de energia elétrica, todos os produtores independentes de energia e os consumidores livres são obrigados a notificar a MME, até 1º de agosto de cada ano, quanto a sua demanda ou geração estimada de energia elétrica, conforme o caso, para cada um dos cinco anos subsequentes. Antes de cada leilão de energia, as companhias de distribuição são também obrigadas a notificar a MME quanto aos volumes de energia que pretendem contratar no leilão. Além disso, as companhias de distribuição são obrigadas a especificar a parcela do volume contratado que pretendem usar para suprir consumidores livres potenciais.

Leilões no Mercado Regulado

Os leilões de energia para projetos novos de geração são realizados do terceiro ao sétimo ano antes da data de fornecimento inicial da energia (Leilões “A-3 a A-7”). Os leilões de energia elétrica para os geradores de energia já existentes são realizados (i) do primeiro ao quinto ano antes da data de fornecimento inicial (“Leilões A a A-5”), e (ii) até quatro meses antes da data de fornecimento (chamados de “Ajustes de Mercado”).

Geradores de energia novos e existentes podem participar dos Leilões de Energia de Reserva desde que aumentem a capacidade do sistema elétrico ou que não tenham começado a operar comercialmente até janeiro de 2008. Convites para participação nos leilões são preparados pela ANEEL conforme as diretrizes estabelecidas pelo MME, incluindo a exigência de que o menor lance será vencedor do leilão. Cada companhia de geração que participa do leilão firma contrato de compra e venda de energia elétrica com cada companhia de distribuição, na proporção da demanda estimada de energia elétrica de cada companhia de distribuição, exceto nos leilões de ajuste de mercado e de Energia de Reserva.

Os contratos para novos projetos de geração têm prazo de 15 a 35 anos, e os contratos para projetos existentes de geração têm prazo de 1 a 15 anos. Contratos resultantes de Leilões de Ajuste de mercado têm prazo limitado a dois anos. Os contratos de energia de reserva estão limitados a 35 anos.

A quantidade de energia contratada de instalações existentes de geração pode ser reduzida por três razões: (i) compensação pela saída de consumidores cativos que se tornam consumidores livres; (ii) compensação de desvios em relação às projeções estimadas de mercado (até 4% ao ano do volume contratado anual, com início dois anos depois da estimativa da demanda inicial de energia elétrica); e (iii) ajustes no volume de energia elétrica estabelecido em contratos bilaterais celebrados antes da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

No que diz respeito ao item (i) acima, a redução nas receitas líquidas registrada quando um consumidor cativo se torna um consumidor livre é parcialmente compensada pelo valor adicional que os consumidores civres devem pagar pelo uso de nosso sistema de distribuição. Entretanto, os consumidores livres podem se desconectar de nossa rede de distribuição (deixando, portanto, de pagar nossa tarifa de distribuição) se optarem por se conectar diretamente ao Sistema Interligado de Transmissão ou se gerarem energia para consumo próprio e a transportarem sem usar nossa rede de distribuição. Como os consumidores livres que se conectam diretamente ao Sistema Interligado de Transmissão deixam de nos pagar a tarifa de distribuição, podemos não ser capazes de recuperar totalmente essa perda de receita.

Desde 2004, a CCEE realizou trinta (30) leilões de energia de novos projetos de geração, vinte e dois (22) leilões de energia de instalações de geração existentes, dez (10) leilões de reservas de energia para aumentar a segurança do fornecimento, três (3) leilões de fontes alternativas de energia e dezessete (17) leilões de ajuste. No máximo até 1º de agosto de cada ano, os geradores e distribuidores apresentam sua geração ou demanda de energia elétrica estimada para os cinco anos subsequentes. Com base nessas informações, o MME estabelece o

volume total de energia elétrica a ser negociado no leilão e determina as companhias de geração que dele participarão. O leilão é realizado eletronicamente em duas fases.

Ao fim do leilão (exceto no caso de leilão de energia de reserva), geradores e distribuidores firmam o CCEAR, determinando o preço e o volume da energia negociada no leilão. O preço é corrigido anualmente com base nas variações de preços publicadas pelo IPCA. Os distribuidores fornecem garantias financeiras aos geradores (principalmente contas a receber pelo serviço de distribuição) para garantir suas obrigações de pagamento previstas nos CCEARs.

Também ao fim do Leilão de Energia de Reserva, as concessionárias de geração e a CCEE firmam o Contrato de Energia de Reserva, determinando o preço e o volume da energia negociada no leilão. Os distribuidores, consumidores livres e autoprodutores firmam então o Contrato de uso da Energia de Reserva (o “CONUER”) com a CCEE, para estabelecer os termos de uso da energia de reserva. Os consumidores de energia de reserva fornecem garantias financeiras à CCEE para garantir suas obrigações de pagamento sob o CONUER.

A Lei nº 12.783/2013 estabeleceu que as concessões de geração celebradas antes de 2003, e que não foram renovadas, estariam sujeitas a um novo processo de licitação e que a energia gerada por essas unidades será alocada pelo governo federal brasileiro em cotas para o mercado regulado para aquisição por concessionárias de distribuição. Em 25 de novembro de 2015, a ANEEL realizou um processo de licitação para novas concessões de 30 anos referentes a 29 usinas hidrelétricas de acordo com a Lei nº 12.783/2013,. Até 31 de dezembro de 2016, 100% da energia elétrica gerada por essas 29 usinas hidrelétricas deveria ser destinada ao mercado regulado e, a partir de 1º de janeiro de 2017, o percentual foi reduzido para 70%. Em 27 de setembro de 2017, a ANEEL realizou outro processo de licitação para a concessão de novas concessões de 30 anos de 4 usinas hidrelétricas, de acordo com a Lei de Renovação de Concessões de 2013. Neste leilão, o percentual destinado ao mercado regulado foi de 70% desde o início da concessão.

Valor Anual de Referência

A regulamentação brasileira estabelece um mecanismo (“Valor Anual de Referência”) que limita os custos que podem ser repassados aos consumidores finais.

A regulamentação estabelece certas limitações à capacidade de repasse de custos aos consumidores pelas companhias de distribuição, como por exemplo, o repasse de custos de aquisição de energia que exceda 105% da demanda efetiva.

O MME estabelece o preço máximo de aquisição para energia gerada por usinas existentes. Se os distribuidores não cumprirem a obrigação de contratar toda sua demanda, o repasse de custos da energia adquirida no mercado de curto prazo é o menor entre o preço *spot* e o Valor Anual de Referência.

Convenção de Comercialização de Energia Elétrica

A Convenção de Comercialização de Energia Elétrica regula a organização e o funcionamento da CCEE e define, entre outras disposições, (i) os direitos e as obrigações dos agentes da CCEE, (ii) as penalidades a serem impostas a agentes inadimplentes, (iii) os meios de solução de controvérsias, (iv) normas de comercialização nos mercados regulado e livre e (v) o processo de contabilidade e liquidação de transações de curto prazo.

Restrição de Atividades às Distribuidoras

Não é permitido às concessionárias de distribuição no Sistema Interligado de Transmissão (i) desenvolver atividades relacionadas à geração e à transmissão de energia elétrica, (ii) manter, direta ou indiretamente, quaisquer participações em qualquer outra companhia, sociedade anônima, ou acordo estratégico, ou (iii) desenvolver atividades não relacionadas a suas concessões, exceto as permitidas por lei ou pelo contrato de concessão pertinente. As concessionárias de geração não podem manter participações acima de 10% em nenhuma concessionária de distribuição. De acordo com a Lei nº 13.360/2016, os distribuidores podem vender energia a consumidores livres. Essa possibilidade é regulada pela ANEEL através do Resolução Homologatória nº 824/2018, com a aplicação do Mecanismo de Venda de Excedente de Energia – MVE.

Eliminação do “Self-Dealing”

Como a compra de energia elétrica para consumidores ativos se dará por meio de leilões no mercado regulado, o chamado “*self-dealing*” (pelo qual as concessionárias de distribuição podiam adquirir até 30% de sua demanda de energia elétrica por meio de autoprodução ou de companhias afiliadas) não é mais permitido.

Impugnação da Constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico está atualmente sendo contestada perante o Supremo Tribunal Federal. O governo brasileiro pleiteou a extinção das ações, alegando que os argumentos constitucionais eram questionáveis uma vez que diziam respeito a uma medida provisória já convertida em lei. Até o momento, o STF ainda não chegou a uma deliberação final, e não sabemos quando isso pode acontecer. Enquanto o Tribunal analisa a lei, suas disposições permanecem em vigor. Independentemente da decisão final do Supremo Tribunal Federal, espera-se que permaneçam em pleno vigor certas partes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico referentes a restrições sobre atividades dos distribuidores não relacionadas à distribuição de energia, incluindo a venda de energia pelos distribuidores a consumidores livres e a eliminação do *self-dealing*.

Tarifas pelo Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão

A ANEEL regula o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e estabelece tarifas pelo uso desses sistemas. As tarifas são (i) encargos pelo uso da rede, que são encargos pelo uso das redes locais de propriedade das concessionárias de distribuição (“TUSD”), e (ii) tarifa pelo uso do sistema de transmissão, que compreende o Sistema Interligado de Transmissão e suas instalações auxiliares (“TUST”).

TUSD

Os usuários das redes de distribuição pagam às concessionárias de distribuição uma tarifa conhecida como Tarifa pelo Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). A TUSD é dividida em duas partes: uma relativa à potência contratada em R\$/kW e outra relativa aos encargos regulatórios em R\$/kWh. O montante a ser pago pelos usuários da rede de distribuição é calculado multiplicando-se a potência máxima contratada com a concessionária de distribuição para cada ponto de conexão pela tarifa em R\$/kW, mais o produto do consumo de energia pela tarifa em R\$/kWh, mensalmente.

Em relação aos consumidores cativos, a TUSD é parte da tarifa de fornecimento que é calculada com base na tensão usada por cada consumidor.

TUST

A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) é paga pelas concessionárias de distribuição e de geração e pelos consumidores livres às concessionárias de transmissão pelo uso do Sistema Interligado de Transmissão (o sistema elétrico de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV). Essa tarifa é revista anualmente de acordo com (i) a localização do usuário do Sistema Interligado de Transmissão e (ii) as receitas anuais que as concessionárias de transmissão são autorizadas a receber pelo uso de seus ativos no Sistema Interligado de Transmissão. O ONS, entidade que representa todas as concessionárias de transmissão que têm ativos no Sistema Interligado de Transmissão, coordena o pagamento das tarifas de transmissão a essas concessionárias. Os usuários do Sistema Interligado de Transmissão assinaram contratos com o ONS que lhes permitem usar a rede de transmissão mediante o pagamento da TUST.

Tarifas de Distribuição

As tarifas de distribuição a consumidores finais estão sujeitas a revisão pela ANEEL, que possui autoridade para reajustar e rever tarifas em resposta a mudanças nos custos de aquisição de energia e nas condições de mercado. Ao reajustar tarifas de distribuição, a ANEEL divide os custos das concessionárias de distribuição entre (i) custos que estão fora do controle das concessionárias (“custos da Parcela A”) e (ii) custos que estão sob o controle das concessionárias (“custos da Parcela B”). A fórmula de reajuste tarifário da ANEEL trata essas duas categorias de maneira diferente.

Os custos da Parcela A incluem, entre outros, os seguintes:

- os custos da energia elétrica adquirida pela concessionária para suprir consumidores cativos, de acordo com o modelo regulatório vigente;
- encargos de conexão e uso das redes de transmissão e distribuição; e
- encargos regulamentares setoriais.

Os custos da Parcela B incluem, entre outros, os seguintes:

- um componente projetado para compensar o distribuidor pelo investimento nos ativos da concessão;
- custos de depreciação; e
- um componente projetado para compensar o distribuidor por seus custos operacionais e de manutenção.

O contrato de concessão de cada companhia de distribuição também prevê um reajuste anual de tarifas. Geralmente, os custos da Parcela A são repassados integralmente aos consumidores. Os custos da Parcela B, entretanto, são apenas corrigidos pela inflação com base no índice IPCA, menos o fator X.

As concessionárias de distribuição de energia elétrica também fazem jus a uma revisão periódica a cada quatro ou cinco anos. Neste processo, a Parcela B é recalculada, considerando estímulos à eficiência, melhoria da qualidade e modicidade das tarifas. Essas revisões visam (i) assegurar receitas necessárias para cobrir custos operacionais eficientes da Parcela B e compensação adequada para investimentos considerados essenciais para os serviços no âmbito da concessão de cada concessionária e (ii) determinar o Fator X. O quinto termo aditivo ao nosso contrato de concessão, que estabelece a renovação de nosso contrato de concessão, determina uma revisão tarifária periódica a cada cinco anos.

O fator X de cada concessionária de distribuição é calculado com base nos componentes a seguir:

- P, baseado na produtividade da concessionária, calculado através da produtividade do segmento de distribuição (PTF), apurada pela relação entre a variação do mercado faturado e dos custos operacionais e de capital, acrescida do crescimento médio do mercado faturado e das unidades consumidoras da própria concessionária;
- T, baseado na trajetória dos custos operacionais da concessionária, medido como a diferença entre os custos padrão estabelecidos pela ANEEL e os custos operacionais efetivos da concessionária; e
- Q, baseado em indicadores de meta de qualidade que medem a interrupção no fornecimento de energia para consumidores finais e outros indicadores de qualidade.

Além disso, as concessionárias de distribuição podem solicitar Revisão Tarifária Extraordinária de suas tarifas em caso de evidente desequilíbrio econômico-financeiro, conforme critérios de admissibilidade estabelecidos através dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), submódulo 2.9. Revisões extraordinárias foram concedidas (i) em junho de 1999, para compensar os custos maiores da energia elétrica adquirida de Itaipu em razão da desvalorização do real frente ao dólar; (ii) em 2000, para compensar o aumento da COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) de 2% para 3%; (iii) em dezembro de 2001, para compensar as perdas causadas pelo Programa de Racionamento; (iv) em janeiro de 2013, devido à promulgação da Lei nº 12.783/2013; (v) em março de 2015, para compensar os custos relacionados às cotas da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e aumento de custos com a compra de energia, e (vi) em março de 2017, para compensar o valor indevidamente incluído nas tarifas para consumidores cativos em 2016, referente à planta de Angra III. Desde outubro de 2004, na data de seu reajuste anual ou revisão periódica subsequente, o que ocorrer antes, as companhias de distribuição têm sido obrigadas a celebrar contratos separados para conexão e uso da rede de distribuição e para a fornecimento de energia elétrica a seus consumidores potencialmente livres.

Bandeiras Tarifárias

Em vigor desde 1º de janeiro de 2015, um novo sistema foi introduzido pela ANEEL de modo a

permitir que as concessionárias de distribuição repassem ao consumidor final determinados aumentos de custo variável atribuíveis às alterações nas condições hidrológicas no Brasil, antes das revisões periódicas formais das tarifas realizadas pela ANEEL. Segundo este modelo, uma bandeira verde, amarela ou vermelha, conforme seja determinado pela ANEEL, é incluída nas contas enviadas aos consumidores finais, refletindo as condições hidrológicas nacionais (exceto estado de Roraima). Caso a bandeira verde seja adicionada à conta do consumidor final devido às condições hidrológicas satisfatórias, nenhuma cobrança adicional ocorrerá. Por outro lado, caso as contas de energia contenham a bandeira amarela ou vermelha, isso indicará que as concessionárias de distribuição estão enfrentando maiores custos variáveis decorrentes da aquisição de energia elétrica e tiveram que repassá-los ao consumidor final.

Incentivos

Em 2000, um decreto federal criou o Programa Prioritário de Termoenergia elétrica, ou “PPT”, para diversificar a matriz energética brasileira e reduzir sua grande dependência em relação a usinas hidrelétricas. Os incentivos concedidos às usinas termelétricas incluídas no PPT foram: (i) garantia de fornecimento de gás por 20 anos, de acordo com regulamentação do MME, (ii) garantia de que os custos relativos à aquisição da energia elétrica gerada por usinas termelétricas sejam repassados aos consumidores por meio das tarifas até o limite do valor normativo fixado pela ANEEL e (iii) garantia de acesso ao programa especial de financiamento do BNDES para o setor elétrico.

Em 2002, o governo brasileiro estabeleceu o Proinfa para estimular o desenvolvimento de fontes alternativas de energia. Por meio do Proinfa, a Eletrobras deveria adquirir a energia gerada por essas fontes alternativas por um período de 20 anos. O Proinfa se limitava em seu estágio inicial a uma capacidade contratada total de 3.300 MW. Em sua segunda fase, que deverá ter início quando a capacidade de 3.300 MW for atingida, o Proinfa pretende adquirir de fontes alternativas energia equivalente a 10% do consumo de energia elétrica anual do Brasil. A primeira fase do Proinfa começou em 2004 e, até agora, apoiou a construção de 131 usinas de energia alternativa que deverá atingir a produção de 11,2 milhões de MWh. Segundo decisão da ANEEL, o investimento total no Programa Proinfa em 2020 será de R\$3,3 bilhões.

Encargos Regulatórios do Setor Elétrico

EER

O Encargo de Energia de Reserva (o “EER”) é um encargo regulamentar destinado a levantar fundos para reservas energéticas contratadas por meio da CCEE e que são depositados na Conta de Energia de Reserva – CONER). Essas reservas energéticas, que são obrigatórias, foram criadas para tentar garantir fornecimento de energia suficiente ao Sistema Interligado de Transmissão. O EER deve ser cobrado de todos os consumidores finais do Sistema Interligado de Transmissão. A partir de 2010, esse encargo tem sido cobrado mensalmente.

Fundo RGR

Em certas circunstâncias, as companhias de energia elétrica são ressarcidas por alguns ativos vinculados a uma concessão se a concessão é revogada ou não é renovada. Em 1971, o Congresso Brasileiro criou um fundo de reserva destinado a prover tais ressarcimentos (“Fundo RGR”). Em fevereiro de 1999, a ANEEL estabeleceu uma taxa exigindo que as companhias de energia elétrica do setor público façam contribuições mensais ao Fundo RGR com alíquota anual igual a 2,5% dos ativos fixos em serviço da companhia, sem exceder 3% das receitas operacionais totais em qualquer ano. Desde a promulgação da Lei nº 12.783/2013, o Fundo RGR tem sido usado para financiar a compensação advinda do término das concessões que não foram renovadas. A Lei nº 12.783/2013 também permitiu que os recursos do Fundo RGF fossem transferidos ao CDE.

De acordo com a Lei nº 12.783/2013, a partir de 1º de janeiro de 2013, os contratos de concessão das concessionárias de (i) distribuição; (ii) transmissão cuja licitação tenha ocorrido após 12 de setembro de 2012; e (iii) transmissão e geração cujo contrato de concessão tenha sido renovado ou cujas instalações tenham sido submetidas a nova licitação, não são mais obrigados a pagar a taxa anual de RGR.

Fundo UBP

Alguns empreendimentos de geração hidrelétrica (exceto pequenas usinas hidrelétricas) são obrigados a fazer contribuições ao Fundo de Uso de Bem Público (o “Fundo UBP”) de acordo com as normas da licitação para obtenção de concessão correspondente. A Eletrobras recebe os pagamentos ao Fundo UBP em conta específica. Vide Nota 27 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

ESS

Os custos relacionados à manutenção da confiabilidade e estabilidade do sistema quando usinas termelétricas geram energia para atender a demanda no Sistema Interligado Nacional (SIN) são chamados Encargos de Serviços de Sistema (ESS). Esses valores são pagos por cada entidade que adquire energia no mercado de curto prazo (CCEE), proporcionalmente ao consumo de cada referida entidade.

Os ESS são expressos em R\$/MWh e pagos somente a usinas termelétricas que geram energia em resposta a solicitações do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

CDE

Em 2002, o governo brasileiro instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético (a “CDE”), que é suprida por (i) pagamentos anuais por parte das concessionárias pelo uso de bens públicos, (ii) penalidades e multas impostas pela ANEEL, (iii) taxas anuais pagas pelos agentes que comercializam energia para consumidores finais, por meio de um encargo adicionado às tarifas de uso das redes de distribuição e transmissão e (iv) transferência de recursos do Orçamento Geral da União. A CDE foi originalmente criada, entre outros, para promover a disponibilidade de serviços de energia elétrica no Brasil e a competitividade da energia produzida por fontes alternativas. Atualmente, tem como objetivo custear diversas políticas públicas do setor elétrico brasileiro, tais como: universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; concessão de descontos tarifários a diversos usuários do serviço (baixa renda, rural; Irrigante; serviço público de água, esgoto e saneamento; geração e consumo de energia de fonte incentivadas, etc.); modicidade da tarifa em sistemas elétricos isolados (Conta de Consumo de Combustíveis – CCC); competitividade da geração de energia elétrica a partir da fonte carvão mineral nacional; entre outros. A CDE é regulamentada pelo Poder Executivo e passou a ser administrada pela CCEE a partir de maio de 2017, nos termos da Lei Federal Nº 13.360/2016. Essa cobrança foi significativamente reduzida pela Lei nº 12.783/2013 (em aproximadamente 75% em relação a 31 de dezembro de 2011), em uma tentativa de reduzir o custo da energia elétrica pago pelos consumidores finais. A Lei nº 12.783/2013 também permitiu que os fundos provenientes do Fundo RGR fossem transferidos para a Conta CDE, contanto que o Tesouro Nacional também contribuísse com a Conta CDE, e permitiu que os fundos depositados na Conta CDE sejam utilizados no suporte do programa de geração de energia elétrica em sistemas elétricos isolados, bem como na compensação parcial do aumento de custos da aquisição de energia no mercado de curto prazo pelas concessionárias de distribuição.

Em 7 de março de 2014, o governo brasileiro também autorizou a transferência às concessionárias de distribuição de fundos depositados na Conta CDE para cobrir seus respectivos custos decorrentes da exposição involuntária ao mercado de curto prazo em janeiro de 2014, como resultado das fracas condições hidrológicas em 2013 e 2014, que determinaram a aquisição de energia termelétrica a preços mais elevados no mercado de curto prazo, custos que as concessionárias de distribuição não eram capazes de repassar aos consumidores finais através das tarifas regulares anteriormente à revisão periódica formal das tarifas conduzida pela ANEEL.

As concessionárias de distribuição poderão repassar ao consumidor final um encargo da Conta CDE à medida necessária para quitar suas obrigações de financiamento contratadas pelo CCEE através da Conta ACR. Vide “Conta do Mercado Regulado – Conta ACR.”

Em 27 de fevereiro de 2015, a ANEEL aprovou um aumento significativo da taxa da CDE cobrada para cobrir todos esses custos adicionais sustentados pela Conta CDE. A Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de consumidores livres (ABRACE) entrou com ações para contestar o aumento da taxa da CDE. Desde julho de 2015, os consumidores livres associados com a ABRACE são beneficiados por uma liminar que suspende o aumento da taxa da CDE. a Associação Brasileira de

Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), com a qual a Copel Distribuição está associada também obteve liminares que suspenderam sua obrigação de reter essas taxas da CDE, ao passo que a liminar da ABRACE e de outros consumidores permanece em vigor.

A Lei Federal nº 13.360/2016 estabeleceu que o Governo Federal deve elaborar um plano de redução estrutural das despesas da CDE até 31 de dezembro de 2017, e também estipula que as informações sobre receitas, despesas e beneficiários da Conta da CDE devem ser publicadas mensalmente pela CCEE. Como resultado, foi publicado o Decreto nº 9.642/2018, que determinou a redução gradual, em 5 anos, dos descontos concedidos às unidades consumidoras enquadradas na classe Rural e Serviço Público de Água, Esgoto e Saneamento, nos Grupos A (alta tensão) e B (baixa tensão).

Conta no Ambiente de Contratação Regulada – Conta ACR.

Em abril de 2014, o governo brasileiro criou a Conta no Ambiente de Contratação Regulada – Conta-ACR (“Conta ACR”), para auxiliar as concessionárias de distribuição a cobrirem seus respectivos custos pela aquisição de energia termelétrica para o período entre fevereiro de 2014 e dezembro de 2014, incorrido como resultado das fracas condições hidrológicas. Os distribuidores incorreram em maiores custos como resultado das condições hidrológicas adversas porque tiveram de comprar energia termelétrica a preços mais elevados no mercado de curto prazo, e não foram capazes de repassar todos esses custos aos consumidores finais antes de uma revisão periódica formal das tarifas conduzida pela ANEEL. Para financiar a conta ACR, o governo federal autorizou o CCEE a assinar contratos de crédito junto a algumas instituições financeiras brasileiras. O total de R\$21,7 bilhões, composto por nove parcelas foi depositado na Conta ACR. As concessionárias de distribuição estão pagando este empréstimo desde 2015, cobrando mensalmente seus clientes finais através de valores adicionais da conta CDE. Inicialmente, o montante depositado na Conta ACR deve ser reembolsado até 2020. No entanto, em março de 2019, a ANEEL autorizou a CCEE a negociar com as instituições financeiras credoras e buscar a rescisão antecipada dos empréstimos correspondentes, o que ocorreu no mês de setembro de 2019.

Tarifa de Transmissão de Itaipu

A Usina Hidrelétrica de Itaipu possui uma rede de transmissão exclusiva que não faz parte do Sistema Interligado de Transmissão. As concessionárias que fazem jus ao recebimento de energia elétrica de Itaipu pagam uma tarifa de transmissão em valor igual à sua cota proporcional da energia elétrica gerada por Itaipu.

Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

Os detentores de concessões e autorizações para exploração de recursos hídricos devem pagar um encargo total de 6,75% do valor da energia que geram, que para os fins desse cálculo é baseado em tarifa fixada pela ANEEL. A partir de 1º de janeiro de 2020, a ANEEL fixou essa tarifa em R\$79,62/MWh. Os recursos dessa compensação são repartidos entre os estados e municípios em que esteja localizada a usina ou seu reservatório e certas agências federais.

Taxa de Fiscalização da ANEEL (TFSEE)

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica da ANEEL é um encargo anual devido pelos detentores de concessões, permissões ou autorizações equivalentes a uma porcentagem de suas receitas fixada pela ANEEL. A Taxa de Fiscalização da ANEEL exige que as partes afetadas paguem até 0,4% de suas receitas anuais à Agência em 12 parcelas mensais.

Não-Pagamento de Encargos Regulamentares

O não-pagamento das contribuições obrigatórias ao Fundo RGR, ao Proinfa e à CDE ou de certos desembolsos, como os devidos pela compra de energia elétrica no Mercado Regulado ou de Itaipu, impedirá a parte inadimplente de receber reajustes ou revisões de suas tarifas (exceto revisões extraordinárias) e também impedirá a parte inadimplente de receber recursos do Fundo RGR, ou da CDE. Cumprimos as obrigações de pagamento relativas a encargos regulamentares.

Mecanismo de Realocação de Energia

O Mecanismo de Realocação de Energia visa mitigar os riscos a que estão expostos os geradores hidrelétricos devido à variação nas vazões dos rios (risco hidrológico).

De acordo com a legislação brasileira, a cada usina hidrelétrica é atribuído determinado volume de “garantia física”, conforme os critérios de risco de suprimento de energia definidos pelo MME, com base nos históricos de vazão dos rios. A garantia física também representa a energia máxima que pode ser vendida pelo gerador conforme previsto no contrato de concessão, independentemente do volume de energia elétrica efetivamente gerado pela usina.

O MRE tenta assegurar que todas as usinas participantes recebam a receita correspondente à sua garantia física, independentemente do volume de energia elétrica gerado por elas. Em outras palavras, o MRE efetivamente realoca a energia elétrica, transferindo o excedente dos que produziram além de sua garantia física para os que produziram menos que sua garantia física. A realocação, que ocorre no Sistema Interligado de Transmissão, é determinada pelo ONS, levando em conta a demanda nacional de energia elétrica e as condições hidrológicas, independentemente do contrato de compra de energia de cada gerador individual. O volume de energia elétrica efetivamente gerado pela usina, seja maior ou menor que o quociente de garantia física atribuído, faz jus a uma tarifa conhecida como “Tarifa de Energia de Otimização”, calculada para cobrir apenas os custos variáveis de operação e manutenção da usina, de modo que os geradores são pouco afetados pelo despacho efetivo de suas usinas.

Cada usina hidrelétrica cujo contrato de concessão tenha sido renovado de acordo com a Lei nº 12.783/2013 não participará mais do mecanismo MRE e o risco hidrológico dessas usinas ficará sob a responsabilidade das concessionárias de distribuição do Sistema Interligado Nacional. No que diz respeito às usinas de geração com concessões vencidas, sujeitas a novos processos de licitação nos termos da Lei nº 12.783/2013, 30% da energia gerada disponível à concessionária de geração para venda no mercado também estão sujeitos ao mecanismo de alocação de risco hidrológico do MRE. Esse risco não afeta nosso segmento de distribuição, pois podemos aumentar as tarifas de distribuição de nossos clientes para compensar os custos resultantes de tal risco hidrológico.

Pesquisa e Desenvolvimento

As companhias que detêm concessões e permissões para distribuição de energia elétrica são obrigadas a investir pelo menos 0,50% de suas receitas operacionais líquidas anuais em pesquisa e desenvolvimento e 0,50% em programas de eficiência energética. A partir de 1º de janeiro de 2023, esses percentuais serão de 0,75% e 0,25%, respectivamente.

As companhias que detêm concessões e autorizações para geração e transmissão de energia elétrica são obrigadas a investir pelo menos 1% de suas receitas operacionais líquidas anuais em pesquisa e desenvolvimento. As companhias que geram energia elétrica exclusivamente por meio de pequenas centrais hidrelétricas, de cogeração e de empreendimentos de energia de fontes alternativas não estão sujeitas a essa exigência.

O montante a ser investido em pesquisa e desenvolvimento deve ser distribuído da seguinte forma:

- 40% aos projetos de pesquisa e desenvolvimento da companhia, sob a supervisão da ANEEL;
- 40% ao Ministério da Ciência e Tecnologia, para ser investido em projetos nacionais de pesquisa e desenvolvimento; e
- 20% para o MME, para custear a EPE.

Legislação Ambiental

A Constituição Federal Brasileira inclui as questões ambientais que estão sujeitas à competência legislativa concomitante, o que significa que o governo federal brasileiro promulga regras gerais que são complementadas por regras aprovadas pelos estados e municípios, os quais, promulgam regras locais ou complementam a legislação estadual e/ou federal.

Em 1981, a Política Ambiental Nacional foi promulgada no Brasil (Lei Federal 6938/1981). A Lei Federal de Crimes Ambientais (Lei Federal 9605/1998), em vigor a partir de 1998, define uma estrutura geral de responsabilidade por crimes ambientais. As leis e os estatutos federais estabeleceram o Sistema Nacional de Administração de Recursos Hídricos e o Conselho Nacional do Recursos Hídricos para tratar das principais questões ambientais do setor hidrelétrico e dos usuários de recursos hídricos. Em 2000, o Governo Federal criou uma agência independente, a Agência Nacional de Recursos Hídricos, para regulamentar e supervisionar a utilização dos recursos hídricos. Em 2008, o Decreto Federal 6514/2008 foi promulgado para definir a responsabilidade administrativa pelas infrações ambientais.

O Código Florestal Brasileiro (Lei Federal 12.651/2012) e as regulamentações relacionadas estabeleceram as normas relacionadas à manutenção e aquisição de áreas afetadas pelos reservatórios de hidrelétricas. Essas regulamentações poderão aumentar os custos de manutenção, reflorestamento e desapropriação para as concessionárias do setor de energia. Temos desenvolvido ações de conservação em nossas usinas, conforme definido no Código de Florestamento, desde a construção destas.

De acordo com a lei brasileira ambiental, uma única ação que represente risco ambiental poderia resultar em três tipos de responsabilidade: civil, administrativa e criminal.

Dessa forma, um infrator de uma lei ambiental poderá estar sujeito a sanções administrativas e criminais e, em caso de danos ambientais, terá a obrigação de reparar ou compensar a parte afetada. As sanções administrativas poderão ser aplicadas à companhia e aos representantes individuais da companhia simultaneamente e poderão incluir multas significativas e a suspensão das atividades. As sanções criminais poderão incluir multas e, para pessoas físicas, incluindo os conselheiros e empregados das companhias que tenham cometido crimes ambientais, possível prisão.

Nossas instalações de geração, distribuição e transmissão de energia estão sujeitas aos procedimentos de licenciamento ambiental prévio, podendo incluir a preparação de avaliações de impacto ambiental antes das construções. Como condição para a regularidade desses procedimentos, devemos solicitar a autorização junto a determinadas entidades regulatórias, como o Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (IPHAN), um órgão de supervisão responsável pela proteção e preservação do patrimônio cultural brasileiro (arqueológico, material e imaterial). Uma vez que as respectivas licenças ambientais tiverem sido obtidas, a manutenção dessas licenças ainda estará sujeita ao cumprimento de determinadas exigências.

DESENVOLVIMENTOS RECENTES

Programa de UNITs

Em 11 de março de 2021, deliberando em Assembleia Geral Extraordinária, os acionistas da Copel aprovaram o Programa de UNITs (conforme definido abaixo) e alterações ao Estatuto Social da Copel para facilitar o programa, incluindo a abertura do período para as Ofertas de Conversão (conforme definido abaixo) e os termos e condições das Ofertas de Conversão. Com o Programa de UNITs (conforme definido abaixo), buscamos melhorar a liquidez do mercado de negociação de nossos títulos por meio do estabelecimento de unidades, cada uma consistindo de quatro ações classe B e uma ação ordinária (“Unidades”). As etapas de implantação das UNITs, tomadas em conjunto, são denominadas de “Programa de UNITs”.

Nosso estatuto foi alterado na assembleia de acionistas de 11 de março de 2021 para prever certas alterações em nossa governança corporativa necessárias para permitir que nossas ações ou UNITs sejam listadas no segmento de listagem B3 conhecido como Nível 2. Essas alterações foram aprovadas anteriormente por o Conselho de Administração em reunião de 20 de janeiro de 2021. A eficácia dessas alterações está condicionada à realização de oferta pública pelo Estado das ações ou UNITs de sua titularidade e à listagem da Copel no Nível 2. Quando entrarem em vigor, essas alterações irão, entre outras coisas, (1) prever uma oferta pública obrigatória a todos os acionistas em eventos especificados, incluindo uma mudança de controle, remoção do Nível 2, com exceção de uma remoção para o propósito de a Copel ser listada em Novo Mercado, um segmento especial de listagem do segmento de listagem B3, ou rescisão do registro de companhia aberta de acordo com a legislação brasileira, e (2) fornecer direitos de voto para os detentores de Ações Preferenciais (Classe Ações A e ações classe B) nas matérias que envolvem transformação,

incorporação ou cisão da Copel.

Em 17 de março de 2021, nosso Conselho de Administração aprovou o 1º Programa de Conversão de Ações e Formação UNITs (o “Programa de UNITs”).

A Programa de UNITs inclui as seguintes etapas, entre outras:

- De 22 de março de 2021 a 20 de abril de 2021, uma ação ordinária e quatro ações classe B poderão ser convertidas em uma UNIT (“Oferta de conversão padrão”).
- Por um período simultâneo:
 - Um detentor de cinco Ações Classe A terá permissão para convertê-las em Ações Classe B, subsequentemente converter uma destas em Ação Ordinária e formar uma UNIT (a “Oferta de Conversão de Ações Classe A”).
 - Um detentor de cinco ações classe B terá permissão para converter uma dessas ações em uma ação ordinária e, em seguida, formar uma UNIT (a “oferta de conversão de ações classe B”).
 - Desde que o número de ações preferenciais da Copel (incluindo ações classe A) seja inferior a 2/3 da quantidade total de ações, um titular de cinco ações ordinárias terá permissão para converter quatro dessas ações em quatro ações classe B e, em seguida, formar uma UNIT (a “Oferta de Conversão de Ações Ordinárias”, que juntamente com a Oferta de Conversão Padrão, Oferta de Conversão de Ações Classe A e Oferta de Ações Classe B, formam as “Ofertas de Conversão”).
- As Ofertas de Conversão serão condicionadas ao número agregado de UNITs emitíveis como resultado das Ofertas de Conversão (tomadas em conjunto) atingindo 229.172.878 UNITs (a “Condição Mínima de Participação”), calculado de forma a representar aproximadamente 60% das ações no free float (excluindo as ações detidas pelo Estado). Não há condição de participação mínima que se aplique separadamente a qualquer uma das Ofertas de Conversão.
- O Contrato de Depósito que rege as ADSs de classe B e o Contrato de Depósito que rege as Ações Depositárias Americanas, cada um representando uma Ação Ordinária (as “ADSs ordinárias”), serão aditados para estabelecer que, com efeito após a conclusão das Ofertas de Conversão, será um único Contrato de Depósito, e cada American Depositary Share representará uma UNIT (“UNIT ADSs”).

Se as Ofertas de Conversão forem consumadas, UNIT ADSs serão negociadas na NYSE, e ADSs Classe B não serão mais negociadas na NYSE. Um detentor de ADSs classe B ou ADSs ordinárias poderá cancelar suas ADSs e receber as ações subjacentes e, então, poderá deter essas ações ou oferecê-las na Oferta de Conversão Brasileira aplicável. Todas as ações que não forem convertidas permanecerão em circulação. Se um detentor tiver um número de ADSs de classe B ou ADSs ordinárias que não seja um múltiplo integral de cinco, o Depositário venderá as ações em excesso necessárias para reduzir esse número a um múltiplo integral de cinco e distribuirá o resultado em dinheiro a esse detentor.

Desdobramento de ações

Em 11 de março de 2021, em Assembleia Geral Extraordinária, os acionistas da Copel aprovaram o desdobramento de nossas ações, nos termos da Lei das Sociedades por Ações, na proporção de uma ação para dez ações, de modo que para cada uma ação de emissão da Companhia, seriam creditadas nove novas ações da mesma classe e espécie (o “Desdobramento de Ações”). As ações foram negociadas ex-Desdobramento de Ações a partir de 12 de março de 2021 (inclusive), e as ações decorrentes do Desdobramento de Ações foram creditadas aos acionistas em 16 de março de 2021. Considerando que o Desdobramento de Ações foi realizado de forma que cada ação que emitimos foi desdobrada em dez ações da mesma espécie e classe, não havendo sobra decorrente de frações de ações.

O desdobramento de ações não afetou nosso capital social, que permanece em R\$ 10.800.000.000,00 em 12 de março de 2021, ou impactou quaisquer direitos dos detentores de ações da Copel. Após o desdobramento de ações, nosso capital social é representado por 2.736.553.750 ações sem valor nominal, sendo 1.450.310.800 ações ordinárias e 1.286.242.950 ações preferenciais e, destas, 3.267.520 são ações classe A e 1.282.975.430 são ações classe B. Nossa administração tomou as medidas necessárias para implementar o Desdobramento de Ações dos ADRs.

Ataques cibernéticos

Em 1 de fevereiro de 2021, vários de nossos servidores sofreram ataques cibernéticos que levaram à indisponibilidade de parte de nossos sistemas. Nossos sistemas (Solarwinds) detectaram os ataques e imediatamente seguimos os protocolos de segurança, incluindo a suspensão da operação de nosso ambiente informatizado para proteger a integridade das informações. Imediatamente após o evento, a Companhia implantou o Plano de Contingência e Gestão de Crises de Negócios - Cyber-Ataque (o “Plano de Contingência Cibernético”), contendo as ações imediatas a serem tomadas no âmbito de uma gestão de crise, e constituiu um Comitê interno para monitorar o ações planejadas. Durante a avaliação do incidente, foi constatado que o ataque cibernético não teve um impacto significativo no desempenho da receita de nosso negócio no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, embora tenha resultado em um pequeno atraso no faturamento nos primeiros dias de fevereiro de 2021 decorrentes de medidas preventivas para identificar a extensão do incidente. A despesa incremental incorrida como resultado do incidente cibernético não foi material, e nenhuma provisão a ser reconhecida em 31 de dezembro de 2020 foi identificada. Verificou-se também que não houve indícios de destruição, perda, alteração, comunicação e divulgação de dados pessoais, o que afasta quaisquer implicações para a LGPD.

Embora não haja indicação de que a precisão e integridade de quaisquer informações financeiras e dados pessoais tenham sido afetados como resultado do incidente de ataque cibernético, realizamos procedimentos extensos para validar a precisão e integridade das informações e nenhum acesso foi identificado ao ambiente computacional que concentra nossos sistemas de planejamento de recursos empresariais (ERP) e de faturamento, inclusive em pastas e / ou arquivos com dados pessoais sigilosos. Entre as ações previstas no Plano de Contingência Cibernética está a implantação e aprimoramento de políticas e controles internos, contribuindo para a melhoria do nosso ambiente de segurança da informação. As autoridades competentes foram informadas do incidente. Para obter mais informações sobre nossos controles de segurança cibernética, consulte o “Item 3. Informações Principais - Fatores de Risco”.

Item 4A. Comentários da Equipe em Aberto

Nenhum.

Item 5. Revisão e Perspectivas Operacionais e Financeiras

As informações apresentadas nesta seção devem ser lidas em conjunto com nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018 que foram preparadas de acordo com as IFRS emitidas pelo IASB. Para obter mais informações, consulte “Apresentação de Informações Financeiras e Outras Informações” e a Nota 3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020.

As informações apresentadas nesta seção enfocam eventos e incertezas relevantes conhecidos por nossa administração que podem resultar em informações financeiras reportadas não sendo indicativas de resultados operacionais futuros ou condição financeira futura, incluindo uma descrição quantitativa e qualitativa das razões subjacentes às mudanças materiais. A discussão a seguir contém declarações prospectivas que envolvem riscos e incertezas. Nossos resultados reais podem diferir significativamente daqueles discutidos nas declarações prospectivas por várias razões, incluindo, sem limitação, os riscos descritos em “Declarações Prospectivas” e “Item 3. Informações Principais - Fatores de Risco.”]

VISÃO GERAL

Condições Econômicas Brasileiras

Todas as nossas operações são no Brasil, e somos afetados pelas condições gerais da economia brasileira. Em particular, o desempenho geral da economia brasileira afeta a demanda por energia elétrica, e a inflação afeta nossos custos e nossas margens. O ambiente econômico brasileiro enfrentou períodos de instabilidade nos últimos anos, impactando no desempenho do PIB brasileiro, com aumento de 2,3% em 2013, 0,1% em 2014 e queda de 3,8% em 2015. A taxa de crescimento foi igualmente negativa em 2016, com queda de 3,3%. O ambiente econômico mostrou sinais de recuperação em 2017, com aumento de 1,0% na taxa de crescimento. Em 2018 e 2019, o ambiente econômico seguiu em recuperação, com aumentos de 1,3% e 1,1%, respectivamente, na taxa de crescimento. Em 2020, a taxa de crescimento diminuiu 4,1%.

A tabela a seguir apresenta dados econômicos selecionados para os períodos indicados:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2020	2019	2018
Inflação (IPCA)	4,52%	4,31%	3,75%
Inflação (IGP-DI)	23,7%	7,70%	7,10%
Valorização (desvalorização) do real vs. U.S. dólar	(28,8)%	(4,0%)	(17,13)%
Taxa de câmbio no fim do período – US\$ 1,00 ⁽¹⁾	5,1967	4,0307	3,8748
Taxa de câmbio média – US\$ 1,00	5,1558	3,9461	3,6558
Variação do PIB real	(4,1)%	1,1	1,3%
Taxa de juros interbancária média ⁽²⁾	2,77%	4,40%	6,40%

⁽¹⁾ A taxa de câmbio do real em relação ao dólar americano em 31 de dezembro de 2020 era de R\$5,19 por US\$ 1,00.

⁽²⁾ Calculada de acordo com a metodologia da CETIP, Central de Custódia e Liquidação Financeira de Títulos, (com base em taxas nominais).

Fontes: FGV - Fundação Getúlio Vargas, Banco Central, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e CETIP.

Tarifas e Preços

Nossos resultados operacionais são significativamente afetados por variações nos preços em que o nosso negócio de geração de energia vende energia e nos preços em que o nosso negócio de distribuição adquire e revende energia.

Nosso negócio de geração vende energia a preços não regulados no mercado regulado, no mercado livre e no mercado de curto prazo. Nosso negócio de geração aloca a quantidade de energia que vende em cada um desses mercados, em busca da maximização da rentabilidade, com base em fatores como: (i) as exigências de seus contratos de concessão, muitos dos quais definem um percentual mínimo da energia gerada em uma determinada concessão que deve ser vendida no mercado regulado; (ii) o volume de energia que planejamos vender para consumidores livres em um determinado ano; e (iii) as perspectivas para os preços da energia em geral a curto, médio e longo prazo. Embora as vendas no mercado livre e no mercado *Spot* não sejam diretamente reguladas, são influenciadas pela política regulatória do setor de energia. Os preços pelos quais nosso negócio de geração vende energia não são regulados.

O nosso negócio de distribuição compra energia suficiente para atender 100% da demanda prevista para nossos consumidores finais em leilões a preços não regulados no mercado regulado. Nosso negócio de distribuição revende essa energia aos consumidores finais a tarifas regulamentadas que consideram o preço em que a energia foi comprada. Se nossas projeções forem inferiores à demanda real de energia de nossos consumidores finais, podemos ser forçados a compensar o déficit por meio da assinatura de contratos de curto prazo para a compra de energia no mercado de curto prazo. Se nossas projeções excederem a demanda real de nossos consumidores finais, nosso negócio de distribuição comercializa o excedente de energia no mercado de curto prazo. As margens do nosso negócio de distribuição tendem a ser relativamente estáveis devido à natureza regulada do negócio de distribuição, enquanto que as margens do nosso negócio de geração são tipicamente maiores, mas menos estáveis, já que são substancialmente reguladas pelo mercado.

A venda a consumidores finais (que incluem vendas feitas por nossa unidade distribuição para

consumidores cativos, vendas realizadas por nosso negócio de geração e comercialização de energia para consumidores livres representou cerca de 50,7% do volume de energia elétrica que disponibilizamos em 2020 e respondeu por 68,7 % de nossas receitas de venda de energia. Quase todas essas vendas foram a consumidores cativos. Para maiores informações, ver “Item 4. Informações sobre a Companhia - O Setor Elétrico Brasileiro - Tarifas de Distribuição”. Geralmente, se nossos custos de energia aumentam, o processo tarifário nos permite recuperá-los de nossos consumidores por meio de tarifas mais altas em períodos futuros. Entretanto, se não recebermos aumentos tarifários para cobrir nossos custos, ou se a recuperação destes atrasar, ou se nosso Conselho de Administração resolver reduzir o aumento tarifário concedido pela ANEEL, nossos lucros e fluxos de caixa podem ser adversamente afetados.

A ANEEL atualiza nossas Tarifas de Fornecimento anualmente, geralmente em junho. Desde janeiro de 2013, os reajustes foram os seguintes:

- Em janeiro de 2013, devido à promulgação da Lei nº 12.783/2013, fomos submetidos a uma revisão extraordinária aprovada pela ANEEL cujo impacto médio foi uma redução de 19,28%.
- Em junho de 2013, a ANEEL aprovou o reajuste anual de nossas Tarifas de Fornecimento, com uma elevação média de 13,08%, dos quais 11,40% referem-se ao aumento da tarifa e 1,68% ao aumento na recuperação de ativos e passivos setoriais (CVA). Após a efetivação da recuperação dos custos da Parcela A, o efeito médio desse ajuste tarifário em nossos consumidores cativos foi equivalente a um incremento de 14,61%. Entretanto, a Copel Distribuição solicitou o diferimento parcial deste ajuste, que foi autorizado pela ANEEL e aprovado em 9 de julho de 2013. Assim, o montante de R\$255,9 milhões foi então diferido para ser incluído como componente financeiro no reajuste anual de 2014. O diferimento reduziu o efeito médio do ajuste tarifário para 9,55%.
- Em junho de 2014, a ANEEL aprovou o reajuste anual de nossas Tarifas de Fornecimento, com um aumento médio de 35,38%, dos quais 25,05% estava relacionado com o aumento de tarifas e 10,34% se referiam a um aumento na recuperação de ativos e passivos setoriais (CVA). Após fazer cumprir a recuperação dos custos da Parcela A, o efeito médio do reajuste da tarifa sobre nossos consumidores cativos foi um aumento de 39,71%. Contudo, a Copel Distribuição solicitou o diferimento parcial deste ajuste, que foi autorizado pela ANEEL e aprovado em 22 de julho de 2014. O valor de R\$898,3 milhões foi, portanto, diferido para ser incluído como componente financeiro no reajuste anual de 2015. Este diferimento reduziu o efeito médio do reajuste da tarifa para 24,86%.
- Em março de 2015, a ANEEL aprovou uma revisão extraordinária devido à uma série de eventos que impactaram de forma significativa os custos das concessionárias de distribuição, não originalmente previstos no aumento da Tarifa de Fornecimento de 2014, tais como o aumento das tarifas de Itaipu (46,14%) e preços elevados para aquisição de energia nos últimos leilões de energia. A revisão de tarifa média da Copel Distribuição aprovada pela ANEEL foi de 36,79% iniciando em 2 de março de 2015. Desse total, 22,14% estava relacionado com os encargos da Conta CDE que foram repassados aos consumidores e 14,65% se referiam (i) ao aumento da tarifa da Itaipu e (ii) os preços mais elevados pagos por nós para aquisição de energia nos últimos leilões foram repassados aos consumidores.
- Em junho de 2015, a ANEEL autorizou o aumento tarifário anual da Copel Distribuição de 15,32% em média para consumidores finais, incluindo (i) 20,58% relacionado à inclusão dos componentes financeiros, a serem recuperados nos 12 meses após o ajuste (incluindo o valor de R\$935,3 milhões correspondente aos diferimentos em 2013 e 2014), (ii) 0,34% relacionado à Parcela B, (iii) (3,25)% relacionado ao ajuste da Parcela A e (iv) (2,35)%, refletindo a remoção dos componentes financeiros do processo anterior. O ajuste foi totalmente aplicado às tarifas da Copel Distribuição em 24 de junho de 2015.
- Em junho de 2016, a ANEEL aprovou a quarta revisão periódica tarifária, reduzindo as tarifas em 12,87%, dos quais (1,73)% eram referentes à inclusão de componentes financeiros; 4,48% decorrentes da atualização da Parcela B; (2,57)% relacionados à atualização da Parcela A; e

(13,05)% refletindo a remoção de componentes financeiros do processo tarifário anterior.

- Em março de 2017, a ANEEL aprovou uma revisão tarifária extraordinária para corrigir o montante indevidamente incluído nas tarifas para consumidores cativos em 2016. A devolução correspondeu à energia que seria gerada pela usina de Angra III; no entanto, a usina ainda não estava em operação comercial. O reembolso do valor cobrado a mais foi feito em uma única parcela durante o mês de abril de 2017 e, a partir de maio de 2017, as tarifas foram ajustadas para desconsiderar o valor que estava sendo cobrado. A decisão, de caráter extraordinário, afetou 90 distribuidores de energia elétrica do país. A tarifa de fornecimento da Copel foi reduzida em média 11,8% durante abril de 2017 e, em maio de 2017, a tarifa ficou próxima de seu valor anterior, mantendo um desconto médio de 1,27% até junho de 2017.
- Em junho de 2017, a ANEEL aprovou o reajuste anual de nossas Tarifas de Fornecimento, aumentando-as em média 3,13%, dos quais 3,86% referentes ao reajuste tarifário e (0,73)% relacionados à inclusão de componentes financeiros. Após a remoção dos componentes financeiros do processo tarifário anterior, o efeito médio deste reajuste tarifário sobre nossos clientes foi um aumento de 5,85%.
- Em junho de 2018, a ANEEL aprovou o reajuste anual de nossas Tarifas de Fornecimento, aumentando-as em média 14,32%, dos quais 7,80% referentes ao reajuste tarifário e 6,52% relacionados à inclusão de componentes financeiros. Após a remoção dos componentes financeiros do processo tarifário anterior, o efeito médio deste reajuste tarifário sobre nossos clientes foi um aumento de 15,99%.
- Em junho de 2019, a ANEEL aprovou o reajuste anual de nossas Tarifas, aumentando-as em média 8,57%, sendo -1,96% relacionadas à variação da receita econômica e 10,54% relacionadas à inclusão de componentes financeiros. Após remover os componentes financeiros do processo tarifário anterior, o efeito médio do reajuste tarifário sobre nossos consumidores foi um aumento de 3,41%.
- Em junho de 2020, a ANEEL aprovou o reajuste anual de nossas tarifas de fornecimento, que representou um índice de reposicionamento tarifário de 15,84%, composto por uma variação de 8,68% nos componentes econômicos e 7,16% nos componentes financeiros. Retirado o efeito das variáveis financeiras do processo tarifário anterior, o efeito médio percebido pelos clientes seria de 5,39%. No entanto, com o objetivo de reduzir o impacto nas contas de luz devido às consequências financeiras da pandemia COVID-19, a ANEEL criou o Fundo COVID-19, operação de empréstimo entre diversos bancos contratados pela CCEE com o objetivo de diluir os reajustes tarifários no próximos cinco anos. Assim, a Copel Distribuição solicitou que os efeitos do Fundo COVID-19 sejam aplicados ao nosso reajuste tarifário anual no valor de R\$ 536 milhões, equivalente ao total acumulado da Conta de Remuneração pela Variação de Itens da Parcela A (CVA), considerada um componente financeiro negativo, reduzindo em última instância o efeito sobre o consumidor. Com a retirada dos componentes financeiros do ano anterior, o efeito médio final percebido pelo consumidor foi de 0,41%.

Compra e Revenda de Energia

Nosso negócio de distribuição adquire energia de concessionárias de geração e revende-a para os consumidores finais a tarifas reguladas. Para maiores informações, ver “Item 4. Informações sobre a Companhia - Negócio - Geração” e “Item 4. Informações sobre a Companhia - Negócio – Compras mercado cativo”. Nossos principais contratos de longo prazo ou obrigações de compra são descritos abaixo.

- Adquirimos energia de Itaipu a preços determinados com base nos custos do empreendimento, incluindo o serviço de sua dívida, expressa em dólares americanos. Em 2020, nossas compras de energia elétrica de Itaipu totalizaram R\$1.766,0 milhões;
- Nossa unidade de distribuição é obrigada a adquirir uma grande parte de sua demanda de energia no mercado regulado. Para maiores informações, vide “Item 4. Informações sobre a Companhia - A Companhia - Distribuição - Leilões no Mercado Regulado”.

Sob a legislação atual, o montante que nosso negócio de distribuição cobra dos consumidores finais é composto por duas tarifas: uma tarifa pela energia efetivamente consumida e uma tarifa pelo uso de nossa rede de distribuição. Como as tarifas reguladas pelas quais nosso negócio de distribuição vende energia aos consumidores finais são substancialmente as mesmas pelas quais compramos energia (depois de contabilizadas as deduções e o custo da energia comprada para revenda), nosso negócio de distribuição não gera lucro operacional a partir da venda de energia elétrica a consumidores finais. Em vez disso, nosso negócio de distribuição gera lucro operacional principalmente pela cobrança de tarifas pelo uso de nossa rede de distribuição.

Impacto da CRC

Um de nossos ativos mais significativo consiste nas obrigações do Estado do Paraná sob um contrato que foi alterado pela última vez em outubro de 2017. Essas obrigações derivam de montantes que tínhamos o direito de recuperar sob um regime regulatório anterior e são assim conhecidas como Conta de Resultados a Compensar ou “CRC”. O saldo é ajustado conforme o IGP-DI, mais juros de 6,65% ao ano, e é devido em prestações mensais até abril de 2025. Se o Estado do Paraná deixar de efetuar pagamentos nas datas apropriadas, podemos abater dos dividendos devidos ao Governo do Estado como acionista da Copel as quantias a receber, conforme o Acordo da CRC.

Em junho de 2016, conforme solicitação do Governo do Estado do Paraná, nosso Conselho de Administração aprovou uma alteração ao Contrato CRC, condicionada à aprovação do Ministério da Fazenda do Brasil, compreendendo: (i) um período de carência a partir de abril de 2016 até dezembro de 2016, no qual não foram pagos valores de principal e juros nos termos do Contrato CRC; e (ii) um período de carência de janeiro de 2017 a dezembro de 2017, no qual os valores correspondentes exclusivamente aos juros foram pagos mensalmente, mas não foram pagos valores de principal. Todas as outras disposições do Contrato de CRC foram mantidas como estavam, incluindo a manutenção da atual correção e das taxas de juros, não afetando, portanto, o valor presente líquido global de tal contrato.

A Companhia e o Estado do Paraná formalizaram a referida alteração em 31 de outubro de 2017, após consentimento do Ministério da Fazenda do Brasil. O Estado do Paraná cumpriu os termos acordados de tal emenda e pagou juros mensais até dezembro de 2018. Em 31 de dezembro de 2020, o saldo devedor da Conta CRC era de R\$1.392,6 milhões.

A partir de 1º de janeiro de 2021, restavam 52 parcelas mensais. Para informações adicionais, leia a Nota 8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Obrigações Especiais

As contribuições que recebemos do governo federal e dos consumidores exclusivamente para investimentos na rede de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica são chamadas de obrigações especiais. Registramos o valor dessas contribuições em nossa demonstração financeira como redução de nossos ativos intangíveis e financeiros, sob a rubrica “obrigações especiais”, e, no momento da conclusão ou extinção da concessão operacional que nos foi concedida, o montante dessas contribuições será deduzido de nossos ativos intangíveis e financeiros. O valor registrado como obrigações especiais em 31 de dezembro de 2020 foi de R\$2.750,1 milhões como redução de ativos intangíveis e R\$29,8 milhões como redução de ativos de contrato.

POLÍTICAS CONTÁBEIS CRÍTICAS

Ao preparar nossas demonstrações financeiras, fazemos estimativas com relação a uma série de matérias, como mencionado na Nota 3.4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. Algumas dessas matérias são altamente incertas, e nossas estimativas envolvem julgamentos que fazemos com base nas informações que nos estão disponíveis. Em “Visão Geral”, acima, discutimos certas políticas contábeis relacionadas a matérias regulamentares. Na discussão abaixo, identificamos diversas outras matérias em relação às quais nossas informações financeiras seriam afetadas de forma relevante se (i) usássemos razoavelmente estimativas diferentes ou (ii) no futuro alterássemos nossas estimativas em resposta a mudanças cuja ocorrência se revele razoavelmente provável.

A discussão abaixo aborda apenas as estimativas que consideramos mais importantes com base no grau de incerteza e na possibilidade de impacto significativo se usássemos outra estimativa. Há muitas outras áreas em que utilizamos estimativas sobre matérias incertas, mas o efeito razoavelmente provável de estimativas alteradas ou diferentes não é relevante para nossa apresentação financeira. Por favor, leia a Nota 3.4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas incluídas neste documento para uma discussão mais detalhada da aplicação dessas e de outras políticas contábeis.

Base de consolidação

Os investimentos em joint ventures e sociedades são reconhecidos nas demonstrações financeiras consolidadas com base no método de equivalência patrimonial e as demonstrações financeiras das controladas são incluídas nas demonstrações financeiras consolidadas a partir da data em que passam a ser controladas por nós até a data em que o controle cessa. A participação dos não controladores é apresentada no patrimônio líquido, separadamente do patrimônio líquido atribuível aos nossos acionistas. Quando necessário, para o cálculo da equivalência patrimonial, as demonstrações financeiras das investidas são ajustadas para alinhar suas políticas às nossas políticas contábeis.

A análise da aquisição de novas participações societárias é feita caso a caso para determinar se a transação representa uma combinação de negócios ou uma compra de ativos e os valores da combinação de negócios são registrados utilizando estimativas principalmente na definição do justo valor da participação adquirida. Transações entre empresas sob controle comum não constituem combinação de negócios. Não houve combinação de negócios relevante neste ano.

Instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros são reconhecidos imediatamente quando a obrigação ou o direito surge, ao valor justo, a menos que se trate de uma conta a receber sem um componente financeiro significativo, mais, para um item não mensurado ao valor justo por meio do resultado, quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis. Os valores justos são determinados com base nas cotações de mercado para instrumentos financeiros com mercado ativo, e pelo método do valor presente dos fluxos de caixa esperados, para aqueles que não possuem cotação disponível no mercado. Consulte as notas 4.2 e 35 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais detalhes sobre nossos instrumentos financeiros.

Ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

O aditivo ao nosso contrato de concessão de distribuição, celebrado em 2014, prevê que, em caso de rescisão da concessão por qualquer motivo, os valores residuais dos itens da Parcela A e outros componentes financeiros não recuperados ou devolvidos através da tarifa sejam incorporados no cálculo de indenização ou deduzida dos valores de indenização de ativos não amortizados. Portanto, reconhecemos ativos e passivos financeiros setoriais, tendo em vista que o contrato protege o direito da concessionária ou a obrigação com o Poder Concedente em relação a esses ativos e passivos.

Os saldos dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos, avaliados com base em estimativas da Companhia, compreendem: a) Conta de Compensação de Variação da Parcela A - CVA, que registra a variação entre os custos estimados e reais de compra e transmissão de energia e encargos setoriais, e b) itens financeiros, que correspondem a sobrecontratação de energia, neutralidade de encargos e demais direitos e obrigações incluídos na tarifa. Os valores finais, inclusos na tarifa, são definidos pela Aneel. Durante o ano,

este grupo de contas teve um impacto devido aos efeitos da Conta Covid, conforme apresentado nas Notas 1 (a) e 9 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Contabilização dos Contratos de Concessão - Contas a receber relacionadas com a concessão, Ativos do Contrato, Ativos Intangíveis e Contas a pagar relacionadas com a concessão

Contabilizamos nossos contratos de concessão segregados em: Contas a receber relacionadas à concessão, Ativos do Contrato e Ativos Intangíveis, conforme apresentado nas Notas 4.4, 4.5 e 4.9 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. Além disso, as contas a pagar relacionadas à concessão são registradas, conforme apresentado na Nota 4.6 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. Estimativas e julgamentos na avaliação desses itens são relevantes e podem causar impactos significativos, tendo em vista a representatividade desses saldos em nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Concessão de distribuição de energia elétrica

A parcela que reconhecemos 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. Calculamos os fluxos de caixa vinculados a esses ativos considerando o valor da base tarifária denominada Base de Remuneração Regulatória - BRR, definida pelo Poder Concedente, utilizando a metodologia de custo de reposição dos bens integrantes da infraestrutura de distribuição vinculada à concessão.

A parcela que reconhecemos como ativo de contrato representa o direito contratual da concessionária relacionado às obras em construção para atendimento às necessidades da concessão de distribuição, contabilizado ao custo acrescido de encargos financeiros, quando aplicável. Quando da entrada em operação destes ativos, transferimos para o ativo intangível o montante equivalente ao que será remunerado pelo usuário mediante pagamento de tarifa pelo uso dos serviços, e para os recebíveis vinculados à concessão o montante equivalente à parcela residual dos ativos não amortizados que serão revertidos ao poder concedente mediante indenização ao final da concessão.

A parcela que reconhecemos como ativo intangível 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. Registramos 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 esperamos que os benefícios econômicos futuros do ativo sejam consumidos, com expectativa de amortização durante o prazo da concessão.

Concessão de transmissão de energia elétrica

A parcela que reconhecemos como um ativo de contrato representa o saldo dos contratos de serviço público de transmissão de energia elétrica firmados com o poder concedente para construir, operar e manter as linhas e subestações de alta tensão dos centros de geração até os pontos de distribuição. Durante a vigência do contrato, recebemos, mediante execução, uma remuneração denominada Provisão de Receita Anual (RAP) que amortiza os investimentos realizados na construção da infraestrutura e cobre os custos de operação e manutenção incorridos. Após o início da operação comercial e na medida em que o serviço de operação e manutenção - O&M é prestado, a parcela da RAP referente à receita de O&M é reconhecida no resultado ao valor justo, mensalmente, e faturada em conjunto com a parte da receita reconhecida na fase de construção, referente à remuneração dos bens acumulados. Este valor faturado após o cumprimento da performance de O&M é reclassificado para o ativo financeiro na rubrica Clientes até o seu efetivo recebimento. A receita na fase de construção é estimada a valor justo com base no custo orçado da obra e utilizado pela Administração como parâmetro para licitação no leilão de concessão. A receita do valor justo compreende o custo orçado para todo o período de construção mais a margem de construção, que representa lucro suficiente para cobrir os custos de gerenciamento e monitoramento da obra. A taxa de remuneração de cada concessão é determinada pela projeção do custo esperado, da margem de lucro sobre o custo na fase de construção e também da projeção da RAP a ser recebida na fase operacional, já líquida da estimativa da contraprestação variável (PV)

e a parte RAP do desempenho de O&M. Esta técnica de avaliação do valor justo usando a abordagem de receita desconta o fluxo de caixa para todo o período de concessão, determinando no reconhecimento inicial a taxa implícita que zera o fluxo ao longo do tempo. Esta taxa de remuneração é fixada no período inicial e não se altera durante a execução do contrato e representa a taxa de mercado em vigor à data nas condições de negociação entre as partes.

Os ativos decorrentes da construção da infraestrutura de transmissão são formados pelo reconhecimento da receita de construção e sua remuneração financeira. Reconhecemos os ganhos e perdas por eficiência ou ineficiência na construção da infraestrutura e pela revisão tarifária periódica (RTP), quando incorridos, diretamente no resultado do exercício. Ao término da concessão, caso exista saldo remanescente ainda não recebido relativo à construção da infraestrutura, este será recebido diretamente do poder concedente, conforme previsto no contrato de concessão, a título de indenização pelos investimentos realizados e não recuperados por meio RAP.

Não reconhecemos ativos intangíveis para contratos de concessão de transmissão de energia.

Concessão de geração de energia elétrica

Reconhecemos como ativo financeiro o contrato de concessão de geração em regime de cotas que prevê o pagamento de bonificação pela outorga, tendo em vista que esta bonificação representa 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).

Reconhecemos também como ativo financeiro os contratos de concessão de geração de energia elétrica que contém cláusulas de indenização da infraestrutura não depreciada, amortizada e/ou recebida durante o prazo da concessão. Ao final de cada período de divulgação, avaliamos a recuperabilidade do ativo, remensurando seu fluxo de caixa com base em nossa melhor estimativa.

No ativo intangível registramos o contrato de concessão onerosa de geração de energia elétrica, que 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, reconhecemos o montante 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.

Também reconhecemos como ativo intangível o ativo constituído pela repactuação do risco hidrológico (*Generation Scaling Factor* - GSF), 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 amortizamos linearmente a partir de 1º de janeiro de 2016 até o final do novo prazo de concessão.

Não reconhecemos ativo de contrato para os contratos de concessão de geração de energia.

Concessão de distribuição de gás canalizado

A parcela que reconhecemos 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. Usamos a premissa da indenização que tem como base o custo de reposição dos ativos da concessão.

A parcela que reconhecemos como ativo contratual compreende as obras em andamento para distribuição de gás canalizado que serão transferidas para o ativo intangível no momento de sua entrada em operação e na medida em que o direito (autorização) de receber os usuários seja recebido e a parcela que reconhecemos como ativo intangível corresponde ao direito dos usuários de cobrar pelo fornecimento de gás. Avaliamos inicialmente esse ativo ao custo de aquisição, incluindo juros e outros encargos financeiros

capitalizados. Aplicamos o método de depreciação linear com base na vida útil estimada de cada ativo, considerando o padrão de benefício econômico gerado pelos ativos intangíveis.

Contas a pagar relacionadas à concessão

Registramos os valores previstos no contrato de concessão relativos ao direito de exploração do potencial de geração de energia hidráulica (concessão onerosa), cujo contrato é firmado na forma de contratos de Uso do Bem Público. A obrigação é reconhecida na data de assinatura do contrato de concessão correspondendo ao valor presente dos pagamentos futuros em dinheiro pela concessão e, a partir daí, remensuramos o passivo utilizando a taxa de juros efetiva e reduzida pelos pagamentos contratuais.

Estoques (incluindo imobilizado e ativos contratuais)

Reconhecemos os materiais e suprimentos em estoque, classificados no ativo circulante, e os atribuídos para investimentos, classificados no imobilizado e ativos contratuais, pelo seu custo médio de aquisição e os valores não excedem o seu valor líquido realizável. Não temos nenhuma redução ao valor recuperável registrada no estoque.

Propriedade, planta e equipamento

Adotamos a metodologia do custo atribuído para determinar o valor justo do ativo imobilizado da Copel Geração e Transmissão, especificamente para o negócio de geração na data de transição de nossas demonstrações financeiras para o IFRS (1º de janeiro de 2009). Esses ativos são depreciados pelo método linear com base em taxas anuais estabelecidas e revisadas periodicamente pela ANEEL, as quais são utilizadas e aceitas pelo mercado como representativas da vida útil econômica dos bens vinculados à infraestrutura da concessão, limitada ao prazo de dita concessão, quando aplicável. A vida útil estimada, os valores residuais e a depreciação são revisados a cada data de relatório, e o efeito de quaisquer mudanças nas estimativas é registrado prospectivamente, o que pode ter um impacto significativo. Em nossas demonstrações financeiras consolidadas, considerando a representatividade do saldo de Imobilizado no ativo total da Companhia. As premissas e estimativas de redução ao valor recuperável desses ativos são tratadas no próximo item.

Impairment de ativos

Ativos financeiros

Nossas provisões para perdas em ativos financeiros são baseadas em premissas sobre risco de inadimplência, condições de mercado existentes e estimativas futuras no final de cada ano.

Estimamos as perdas de crédito esperadas em montantes considerados suficientes para cobrir perdas potenciais na realização de contas a receber de clientes e outras cuja recuperação é considerada improvável. Contabilizamos o saldo de perdas de crédito esperadas com base na análise de risco de crédito, levando em consideração critérios específicos de histórico de pagamentos, ações de recuperação para recuperação de crédito e a relevância do valor devido na carteira de recebíveis. Consulte as notas 4.10.1 e 7.3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas para obter mais detalhes. Durante este ano, esta conta teve impactos devido à pandemia de coronavírus, conforme descrito na nota 1 (a) de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Ativos não financeiros

Ativos não financeiros, principalmente ativos imobilizados, compreendem um montante significativo de nossos ativos totais. Avaliamos nossos ativos de longa duração e fazemos julgamentos e estimativas sobre o valor contábil desses ativos, incluindo os valores a serem capitalizados, as taxas de depreciação / amortização e a vida útil desses ativos de longa duração. Os valores contábeis desses ativos são revisados para a verificação de impairment sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indicarem que os valores contábeis podem não ser recuperáveis. Uma perda por redução ao valor recuperável é registrada no período em que se determina que o valor contábil não é recuperável. Isso exige que façamos previsões de longo prazo de receitas e custos futuros relacionados aos ativos sujeitos à revisão. Essas previsões requerem suposições sobre a demanda por nossos produtos e serviços, condições futuras de mercado e desenvolvimentos regulatórios. Mudanças significativas e imprevistas nessas premissas podem

exigir uma provisão para redução ao valor recuperável em um período futuro. Consulte as notas 4.10.2 e 17.5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas para obter mais detalhes.

Provisões

Nossas subsidiárias e nós somos parte em certos processos judiciais no Brasil decorrentes do curso normal dos negócios relativos a reclamações fiscais, trabalhistas, cíveis e ambientais.

As provisões são reconhecidas quando, e somente quando: (i) a Companhia tem uma obrigação presente (legal ou construtiva) resultante de um evento passado, (ii) é provável (ou seja, mais provável do que não) que uma saída de recursos incorporando benefícios serão requeridos para liquidar a obrigação, e (iii) uma estimativa confiável pode ser feita do valor para liquidar a obrigação. Por sua natureza, os riscos só serão resolvidos quando um evento ou eventos futuros ocorrerem ou deixarem de ocorrer. Normalmente, esses eventos ocorrerão vários anos no futuro. A avaliação desses riscos é realizada por nossos consultores jurídicos internos e externos. A contabilização dos riscos requer julgamento significativo por parte da administração com relação às probabilidades estimadas, incluindo a classificação como perdas prováveis ou possíveis e faixas de exposição a passivos potenciais. A avaliação da administração de nossa exposição aos riscos pode mudar conforme novos desenvolvimentos ocorram ou mais informações se tornem disponíveis. O resultado dos riscos pode variar significativamente e pode impactar materialmente nossos resultados operacionais consolidados, fluxos de caixa e posição financeira. Para obter mais informações, consulte a Nota 29 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Reconhecimento de receita

A receita de contratos com clientes é medida com base na contraprestação que esperamos receber em um contrato com o cliente, líquida de qualquer contraprestação variável. Reconhecemos as receitas quando transferimos o controle do produto ou serviço ao cliente e quando é provável que recebamos a contraprestação, considerando a capacidade e a intenção do cliente de pagar a contraprestação quando devida. Registramos a receita não faturada, por estimativa, quando não há informações sobre a receita efetiva incorrida.

A receita de juros é reconhecida pelo método linear e com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre os valores do principal em aberto, quando for provável que benefícios econômicos futuros fluirão para nós e seu valor pode ser mensurado com segurança.

As receitas relativas aos serviços de construção de infraestrutura nos serviços de transmissão e distribuição de energia e distribuição de gás são reconhecidas pelo método da percentagem de acabamento.

Mudanças significativas nas premissas usadas para avaliar a receita podem ter um impacto material nos resultados da Companhia. Informações adicionais estão contidas nas notas 4.12 e 4.13 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Receitas e custos de construção

Reconhecemos receitas e custos de construção para as atividades de construção que realizamos em relação às nossas concessões de distribuição e transmissão. Nosso negócio de distribuição terceiriza a construção da infraestrutura de distribuição de energia e reconhece os custos e receitas de construção em aproximadamente os mesmos valores. Em contraste, como nosso negócio de transmissão realiza grande parte da construção de nossa infraestrutura de transmissão, reconhecemos a receita de construção em valores que excedem os custos de construção, resultando em uma margem calculada com base em uma metodologia que leva em consideração o risco do negócio. Mudanças nas premissas para definição da margem de construção podem causar impactos nas demonstrações financeiras consolidadas.

Operações de compra e venda de energia no Mercado de Curto Prazo (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE)

Registramos as transações de compra e venda de energia na CCEE pelo regime de competência, com base nos dados divulgados pela CCEE, que são calculados pelo produto dos Preços de Liquidação das Diferenças - PLD multiplicado pelo excedente de energia declarado na CCEE, ou, quando tal informação não está disponível em tempo hábil, por estimativa elaborada por nossa Administração.

Instrumentos Financeiros Derivativos

Negociamos operações de compra e venda de energia e parte de nossos contratos são classificados como instrumentos financeiros derivativos mensurados ao valor justo por meio do resultado. Reconhecemos no resultado do período os ganhos ou perdas líquidos não realizados decorrentes da marcação a mercado desses contratos, com base na diferença entre os preços contratados e os de mercado.

Além disso, firmamos Contratos a Termo de Moeda sem Entrega Física (non-deliverable forward contracts), que visam exclusivamente fornecer proteção contra riscos de taxa de câmbio associados com fluxos de caixa de contribuições de capital para subsidiárias, quando eles refletem compras em moeda estrangeira de equipamentos projetados. São mensurados pelo valor justo, com as variações registradas no resultado do exercício. O valor justo é calculado com base nas informações de cada operação contratada e as respectivas informações de mercado nas datas de encerramento das demonstrações financeiras.

Mudanças na curva de preços de futuros de energia e moeda estrangeira, bem como mudanças nas premissas para calcular o valor justo desses derivativos podem ter um impacto material nos resultados da Empresa. Para obter mais informações, consulte as notas 35.2.3 (b) e 35.2.12 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Impostos

Registramos Imposto de Renda e Contribuição Social e outros impostos a recuperar e outras obrigações fiscais com base na legislação aplicável, conforme descrito na Nota 4.16 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Reconhecemos ativos e passivos fiscais diferidos com base nas diferenças entre os valores contábeis das demonstrações financeiras e a base fiscal de ativos e passivos usando as taxas vigentes. Revisamos regularmente nossos ativos fiscais diferidos para recuperabilidade com base em seu histórico de lucratividade e a expectativa de geração de lucros tributáveis futuros, com base em suas projeções internas preparadas para períodos razoáveis para seus negócios. Se não formos capazes de gerar renda tributável futura suficiente, ou se houver uma mudança material nas taxas de imposto efetivas reais ou período de tempo dentro do qual as diferenças temporárias subjacentes se tornam tributáveis ou dedutíveis, poderíamos ser obrigados a desreconhecer a totalidade ou uma parte significativa de nossos ativos fiscais diferidos, resultando em um aumento substancial em nossa alíquota efetiva de impostos e um impacto material adverso em nossos resultados operacionais. Informações adicionais estão contidas nas notas 4.16.2 e 13.1 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Benefícios de pós-emprego

Patrocinamos um (i) plano de pensão de benefício definido e um (ii) plano de pensão de contribuição variável cobrindo substancialmente todos os nossos funcionários. Também estabelecemos um plano de saúde para empregados atuais e aposentados. Determinamos nossas obrigações com relação a esses planos com base em cálculos realizados por atuários independentes, usando premissas que fornecemos sobre taxas de juros, retornos de investimentos, taxas de inflação, taxas de mortalidade e níveis de emprego futuro (consulte as premissas e outras informações sobre avaliação atuarial na Nota 23.5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas). Essas premissas afetam diretamente nosso passivo de benefícios pós-emprego e quaisquer mudanças podem ter um impacto significativo, considerando a relevância dos valores dos benefícios pós-emprego no passivo da Companhia.

Arrendamentos

Reconhecemos os arrendamentos pelo valor presente como um ativo de direito de uso e passivo de arrendamento e, desde o registro inicial, registramos a amortização do ativo e os juros sobre o passivo separadamente no resultado. Usamos julgamentos na adoção de isenções de reconhecimento previstas para arrendamentos de curto prazo (prazo de arrendamento de até 12 meses) e arrendamentos de ativos de baixo valor, de modo que registramos esses contratos como custos operacionais ou despesas operacionais em uma base linear durante o termo do contrato. Para estimar a taxa de juros, consideramos o custo da última captação realizada via debêntures, desconsiderando as captações incentivadas ou subsidiadas. Para obter mais informações, consulte as notas 4.18 e 27 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

ANÁLISE DAS VENDAS DE ENERGIA ELÉTRICA E DO CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA ADQUIRIDA

A tabela a seguir apresenta o volume e os componentes tarifários médios das compras e vendas de energia elétrica para os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2020	2019	2018
Venda de Energia			
<i>Vendas a Consumidores Finais</i>			
Preço médio (R\$/MWh): ⁽¹⁾			
Consumidores industriais ⁽²⁾	233,19	284,03	292,71
Consumidores residenciais	744,34	789,75	745,77
Consumidores comerciais	686,18	743,25	711,64
Consumidores rurais	474,13	465,30	408,71
Outros consumidores ⁽³⁾	557,91	582,91	551,84
Todos os consumidores ⁽²⁾	512,52	561,27	537,51
<i>Volume (GWh):</i>			
Consumidores industriais ⁽²⁾	9.623	9.000	8.641
Consumidores residenciais	7.910	7.499	7.238
Consumidores comerciais	4.852	5.238	4.979
Consumidores rurais	2.451	2.361	2.288
Outros consumidores ⁽³⁾	2.333	2.546	2.481
Todos os consumidores ⁽²⁾	27.169	26.644	25.627
Receitas totais das vendas a Consumidores Finais (em milhões de R\$)	13.925	14.954	13.775
<i>Vendas a distribuidores⁽⁴⁾</i>			
Preço médio (R\$/MWh) ⁽¹⁾	258,34	213,57	241,62
Volume (GWh) ⁽⁵⁾	16.765	15.456	12.979
Receitas totais (milhões de R\$)	4.331	3.301	3.136
Compras de Energia elétrica			
<i>Compras de Itaipu</i>			
Custo Médio (R\$/MWh) ⁽⁶⁾	321,23	237,4	222,18
Volume (GWh)	5.498	5.533	5.726
Porcentagem do total da produção de Itaipu adquirida	9,2	8,7	7,1
Custo total (milhões de R\$) ⁽⁷⁾	1.766,1	1.316,5	1.272,2
<i>Compras de Angra</i>			
Custo Médio (R\$/MWh)	277,69	253,58	248,07
Volume (GWh)	0,968	0,978	1,009
Custo total (milhões de R\$) ⁽⁷⁾	268,8	248,0	250,3
<i>Compras da CCGF</i>			
Custo Médio (R\$/MWh)	109,18	102,28	90,92
Volume (GWh)	6,136	6,274	6,520
Custo total (milhões de R\$) ⁽⁷⁾	669,9	641,7	592,8
<i>Compras de outros fornecedores⁽⁴⁾</i>			
Custo Médio (R\$/MWh)	213,77	185,27	237,41
Volume (GWh)	19,295	21,045	17,884
Custo total (milhões de R\$) ⁽⁷⁾	4,125	3,899	4,246

⁽¹⁾ Os preços ou custos médios foram computados dividindo-se (i) as receitas ou despesas correspondentes sem dedução de ICMS pelo (ii) volume em MWh de energia elétrica vendida ou comprada.

⁽²⁾ Inclui Consumidores Livres fora do Paraná.

⁽³⁾ Inclui serviços públicos como iluminação pública, assim como o fornecimento a órgãos governamentais e nosso consumo próprio.

⁽⁴⁾ Não inclui a energia negociada entre as subsidiárias da Copel.

⁽⁵⁾ Não inclui o Mecanismo de Realocação de Energia.

⁽⁶⁾ Nossas compras de energia elétrica gerada por Itaipu são expressas e reais e pagas com base em um componente de demanda expresso em dólares americanos por kW mais uma taxa de "wheeling" ou transporte expressa em reais por kWh.

⁽⁷⁾ Vide "Item 4. Informações sobre a Companhia - Negócios - Geração" e "Item 4. Informações sobre a Companhia - Negócios - Compras para o mercado cativo" para uma explicação dos gastos da Copel relacionados a compras de energia elétrica.

RESULTADOS DAS OPERAÇÕES DOS EXERCÍCIOS ENCERRADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2020, 2019 E 2018

A tabela a seguir resume os resultados operacionais para os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018.

Nossas demonstrações financeiras consolidadas apresentam nossa receita pelo valor líquido e nossos custos operacionais de vendas e serviços por função. No entanto, de acordo com o IFRS, as notas 31 e 32 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas apresentam essas informações de acordo com a natureza da receita, custo ou despesa operacional. Para facilitar o entendimento, a análise a seguir reflete as informações apresentadas pela natureza dos custos.

Destacamos que, com o processo de desinvestimento da Copel Telecom aprovado durante o ano de 2020, classificamos os resultados desta subsidiária como operações descontinuadas e, para fins de comparabilidade, reapresentamos os saldos de 2019 e 2018. Informações adicionais sobre o processo de desinvestimento e sobre os valores considerada como uma operação descontinuada, pode ser encontrada na Nota 40 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Além disso, em 2020, a economia e os nossos negócios foram afetados pelo COVID-19. Com isso, houve redução da demanda de energia elétrica no mercado regulado, que foi afetada de forma mais intensa nas classes de consumo industrial e comercial da Distribuidora. No entanto, a classe residencial registrou crescimento de 5,5% no ano, influenciada principalmente por medidas de distanciamento e isolamento social.

Os efeitos da pandemia impactaram as perdas de crédito esperadas da Copel, principalmente no primeiro semestre, em função de restrições impostas, como a proibição de corte no fornecimento de energia desses clientes inadimplentes. Por outro lado, no segundo semestre, os impactos foram menores, devido a menores restrições, à recuperação da atividade econômica e à possibilidade de corte no fornecimento de energia aos clientes inadimplentes.

Os efeitos econômicos da pandemia sobre as premissas dos ativos não financeiros relevantes da Companhia foram avaliados individualmente e concluiu-se, pela Administração, que era necessário ajustar o valor de redução ao valor recuperável de alguns ativos. O ajuste mais significativo ocorreu na UEG Araucária, visto que suas estimativas de fluxo de caixa são afetadas pela redução da demanda de energia no país, enquanto nos demais projetos ocorreram reversões de impairment.

Porém, apesar dos impactos do consumo de energia, perdas de crédito e imparidades, os resultados de nossa operação não foram afetados materialmente. Mais informações nas Notas 1 (a) de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2020	2019	2018
	(milhões de R\$)		
Receitas operacionais :			
Fornecimento de energia elétrica	9.524,9	10.481,7	10.104,0
Residencial	3.098,9	3.336,4	3.175,3
Industrial	970,6	1.276,1	1.419,2
Comercial, serviços e outras atividades	1.701,2	2.179,5	2.136,1
Rural	613,4	631,5	572,3
Outras classes	3.140,7	3.058,2	2.801,1
Suprimento de energia elétrica	4.331,0	3.301,3	3.136,2
Disponibilidade da rede elétrica	8.780,6	8.271,0	6.867,3
Residencial	2.788,7	2.585,9	2.222,6
Industrial	1.273,3	1.280,2	1.110,1
Comercial, serviços e outras atividades	1.628,1	1.713,6	1.407,2
Rural	548,7	467,0	362,8
Outras classes	582,3	597,9	511,5
Consumidores Livres	1.164,0	1.052,5	795,1
Concessionárias e geradores	61,7	62,4	80,3
Receita de operação e manutenção - O&M e receita de juros	733,7	511,4	377,7
Receita de construção	1.414,1	1.132,9	1.097,3
Receita de Telecomunicações	-	-	-
Distribuição de gás canalizado	679,3	1.003,8	753,2

Resultado dos ativos e passivos financeiros setoriais	746,1	25,1	985,3
Outras receitas operacionais	406,5	438,9	199,8
Valor justo do ativo indenizável da concessão	57,3	36,6	47,5
(-) Deduções de Receita	(7.306,5)	(8.822,1)	(8.640,3)
	18.633,2	15.869,2	14.550,5
Custos de vendas e serviços:			
Energia elétrica comprada para revenda	(6.829,5)	(6.105,3)	(6.361,2)
Encargos de uso da rede elétrica	(1.525,6)	(1.249,3)	(1.176,8)
Pessoal e administradores	(1.601,9)	(1.325,4)	(1.357,8)
Plano previdenciário e assistencial	(228,6)	(238,3)	(243,8)
Material	(72,7)	(80,2)	(80,0)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(404,5)	(49,4)	(19,7)
Gás natural e insumos para a operação de gás	(354,7)	(585,2)	(412,6)
Serviços de terceiros	(558,0)	(526,0)	(481,1)
Depreciação e amortização	(1.009,9)	(950,7)	(696,3)
Perdas estimadas, provisões e reversões	(237,3)	(260,1)	(281,1)
Custos de construção	(1.417,5)	(1.091,4)	(1.052,2)
Outros custos e despesas operacionais, líquidas	(333,3)	(212,5)	(272,6)
	(14.573,5)	(12.673,7)	(12.435,1)
Resultado da equivalência patrimonial	193,5	106,8	135,9
Resultado financeiro	866,3	(455,4)	(413,1)
Lucro antes de imposto de renda e contribuição social	5.119,5	2.846,9	1.838,0
Imposto de renda e contribuição social	(1.285,4)	(675,6)	(471,2)
Lucro Líquido das operações continuadas	3.834,2	2.171,3	1.366,9
Lucro Líquido (prejuízo) das operações não continuadas	75,6	(108,4)	77,1
Lucro líquido do exercício	3.909,7	2.062,9	1.444,0
Lucro líquido atribuível aos acionistas da empresa controladora	3.904,2	1.989,9	1.407,1
Lucro líquido atribuível aos acionistas não controladores	5,5	72,9	36,9
Outros resultados abrangentes	(179,2)	123,2	38,4
Resultado abrangente do exercício	3.730,6	1.939,7	1.405,6
Resultado abrangente atribuível aos acionistas da empresa controlador	3.725,2	1.862,5	1.368,5
Resultado abrangente atribuível aos acionistas não controladores	5,3	77,2	37,0

Resultados das Operações de 2020 em Comparação com 2019

Receitas operacionais

Nossas receitas operacionais líquidas consolidadas aumentaram 17,4% ou R\$ 2.764,0 milhões em 2020 em relação a 2019. Esse resultado refletiu, principalmente, um aumento de R\$ 1.029,7 milhões em suprimento de energia elétrica e de R\$ 721,0 milhões em ativos e passivos financeiros setoriais, parcialmente compensados por uma redução de R\$ 956,8 milhões em fornecimento de energia elétrica. Além disso, houve aumento no valor de recuperação de Pis/Pasep e Cofins sobre o ICMS, contabilizado nas deduções da receita. Abaixo estão os principais motivos para variações nas contas de receita:

Fornecimento de Energia Elétrica. Nossas receitas com fornecimento de energia elétrica diminuíram 9,1%, ou R\$ 956,8 milhões, principalmente devido à redução do preço médio por quilowatt-hora vendido aos consumidores finais pela Copel Distribuição e aos efeitos da retração econômica causada pela pandemia do coronavírus, como segue:

- A receita de energia vendida para consumidores residenciais diminuiu R\$ 237,5 milhões em 2020 em relação a 2019, também considerando uma redução de 5,75% no preço médio (R\$/MWh) da energia vendida no mesmo período, apesar do aumento do volume comparado a 2019.
- A receita de energia vendida a consumidores industriais diminuiu 23,9%, ou R\$ 305,5 milhões, em 2020 em relação a 2019, considerando uma redução de 17,9% no preço médio (R\$/MWh) e uma queda no volume (GWh) de eletricidade vendida durante o mesmo período.
- A receita de energia vendida a consumidores comerciais diminuiu 21,9%, ou R\$ 478,3 milhões, em 2020 em relação a 2019, considerando uma redução de 7,7% no preço médio (R\$/MWh) e uma redução no volume (GWh) de eletricidade vendida durante o mesmo período.

- A receita de energia vendida a consumidores rurais diminuiu 2,9%, ou R\$ 18,1 milhões, em 2020 em relação a 2019. Essa redução deve-se principalmente à redução de consumidores em relação a 2019 e ao desempenho do agronegócio no Estado do Paraná durante a pandemia do Coronavírus.

Suprimento de Energia Elétrica. Nossas receitas com suprimento de energia elétrica aumentaram 31,2%, ou R\$ 1.029,7 milhões. Esse aumento deveu-se principalmente ao aumento em nossas receitas de energia vendida por meio de contratos bilaterais da Copel Mercado Livre e contratos no ambiente regulado, reflexo do despacho da UTE Araucária, que não havia operado em 2019.

Disponibilidade da Rede Elétrica. Nossas receitas com disponibilidade da rede elétrica aumentaram 6,2%, ou R\$ 509,6 milhões, principalmente devido ao resultado positivo da revisão tarifária periódica do contrato de transmissão 060/2001, do aumento na remuneração dos ativos de transmissão, devido ao o crescimento dos indexadores IGPM/IPCA, o crescimento do mercado-fio e o reajuste tarifário da Copel Distribuição que corresponderam ao efeito da Tarifa Média de 1,13% para os consumidores conectados em alta tensão e 0,05% para os consumidores conectados em baixa tensão. Além disso, houve um aumento de 2,6% no número de consumidores em relação a 2019.

Receita de construção. Nossas receitas de construção aumentaram 24,8%, ou R\$ 281,2 milhões, principalmente devido a uma intensificação dos esforços de construção e melhoria da infraestrutura dos negócios de distribuição.

Valor Justo do Ativo Indenizável da Concessão. O valor justo do ativo indenizável da concessão aumentou 56,6%, ou R\$ 20,7 milhões, principalmente devido à maior variação no valor justo dos ativos do contrato de concessão de distribuição.

Distribuição de Gás Canalizado. A receita com distribuição de gás canalizado diminuiu 32,3%, ou R\$ 324,5 milhões, considerando os impactos da redução do volume de gás devido à pandemia Covid-19, principalmente nos segmentos industrial, comercial e veicular.

Ativos e Passivos Financeiros Setoriais. Aumento de 2.877,4%, ou R\$ 721,0 milhões, devido ao maior valor dos ativos líquidos constituídos em 2020, principalmente devido aos custos de compra de energia e encargos de uso da rede serem superiores aos considerados no cálculo da tarifa de energia elétrica aprovada pela Aneel para o ciclo tarifário anual com término em junho de 2021.

Outras receitas operacionais. As outras receitas operacionais diminuíram 7,4%, ou R\$ 32,4 milhões, refletindo principalmente o reconhecimento do valor justo da carteira de contratos de compra e venda de energia da Copel Mercado Livre referente à variação do preço contratado em relação ao preço de mercado em uma valor inferior ao registrado em 2019.

Custos e despesas operacionais

Nossos custos e despesas operacionais consolidados aumentaram 15,0% ou R\$ 1.899,8 milhões. Os principais fatores que levaram a esse aumento são os seguintes:

- *Energia elétrica comprada para revenda.* Nossos custos de energia comprada para revenda aumentaram 11,8%, ou R\$ 724,2 milhões, principalmente devido a um aumento na compra de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR de energia de Itaipu Binacional pela Copel Distribuição e de contratos bilaterais para fazer frente ao maior volume de energia vendida no mercado livre no período pela Copel Mercado Livre.
- *Encargos de uso da rede elétrica.* As despesas que incorremos com o uso da rede elétrica aumentaram 22,1%, ou R\$ 276,3 milhões, principalmente como resultado do aumento nas tarifas e encargos de infraestrutura de transmissão disponibilizados a partir de 2020, além do efeito da variação nos custos relacionadas ao despacho de térmicas, com impacto no Encargo de Serviços do Sistema - ESS e aumento nos encargos de uso do sistema e no Encargo de Energia de Reserva - EER, parcialmente compensado pela redução nos encargos de transporte de Itaipu.
- *Pessoal e administradores.* As despesas de pessoal aumentaram 20,8%, ou R\$ 276,5 milhões, refletindo o aumento da provisão para performance e participação nos lucros e o reajuste salarial em

outubro de 2020, superior ao de 2019, parcialmente compensado pela redução no número de funcionários e custo política de redução.

- *Matéria-prima e insumos para produção de energia.* As despesas com materiais e insumos para produção de energia aumentaram 719,6% ou R\$ 355,1 milhões como resultado do despacho da UTE Araucária em 2020.
- *Gás natural e insumos para operação de gás.* As despesas com compras de gás natural diminuíram 39,4%, ou R\$ 230,5 milhões, principalmente devido ao menor volume de aquisição para revenda.
- *Serviços de terceiros.* As despesas com serviços de terceiros aumentaram 6,1%, ou R\$ 32,0 milhões, principalmente devido ao aumento na manutenção do sistema elétrico da Copel Distribuição, consultoria e auditoria e atendimento ao cliente.
- *Depreciação e amortização.* Depreciação e amortização aumentaram 6,2%, ou R\$ 59,2 milhões, em função do início da operação comercial durante 2019 das usinas Colíder, Cutia e Baixo Iguaçu. Em 2020, todas as plantas depreciaram um ano inteiro de uso em comparação com o período anterior.
- *Provisões.* As provisões diminuíram 8,8%, ou R\$ 22,8 milhões, principalmente devido a uma redução de R\$ 93,6 milhões nas provisões para litígios, parcialmente compensada por um aumento de R\$ 72,6 milhões referente à redução do valor recuperável do segmento de geração.
- *Custo de construção.* Os custos relacionados à construção aumentaram 29,9%, ou R\$ 326,1 milhões, refletindo os investimentos realizados na infraestrutura de transmissão, distribuição de energia e gás canalizado.
- *Outros custos e despesas operacionais.* Os demais custos e despesas aumentaram 56,8%, ou R\$ 120,8 milhões, principalmente devido à revogação da lei estadual e, conseqüentemente, ao registro da reversão da tarifa de água em 2019, que não é recorrente em 2020.

Equivalência patrimonial de coligadas e empreendimentos controlados em conjunto

O resultado de equivalência patrimonial de coligadas e joint ventures foi de R\$ 193,5 milhões em 2020, um aumento de 81,2%, ante R\$ 106,8 milhões em 2019. Essa variação é resultado do aumento de 111,7% no resultado de equivalência patrimonial de joint ventures, principalmente Mata de Santa Genebra, compensada por uma redução de 21,4% nos resultados de participações societárias de associadas, principalmente Foz do Chopim.

Resultados financeiros

Reconhecemos um aumento de ganhos financeiros de 290,2%, ou R\$ 1.321,7 milhões, principalmente devido a: (i) aumento de R\$ 906,1 milhões de reconhecimento de crédito tributário; (ii) acréscimo de R\$ 149,2 milhões nos juros e variação monetária do repasse da CRC; (iii) aumento de R\$ 56,4 milhões nos encargos moratórios; e, (iv) redução de R\$ 246,3 nas variações monetárias, cambiais e encargos de dívidas.

Despesas de Imposto de Renda e Contribuição Social

Em 2020, nossas despesas com imposto de renda e contribuição social foram de R\$ 1.285,4 milhões, refletindo uma alíquota tributária efetiva de 25,1% em nossa receita antes dos impostos, em comparação com R\$ 675,6 milhões e uma alíquota tributária efetiva de 23,7% em nosso lucro antes dos impostos em 2019.

Lucro líquido (prejuízo) de operações descontinuadas

Devido ao processo de desinvestimento em andamento, conforme descrito na Nota 40 de nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas, os resultados das operações da Copel Telecom foram classificados como operações descontinuadas. O aumento de R\$ 183,9 no resultado das operações descontinuadas deve-se ao fato de que, em 2019, ocorreu um processo de revisão do ativo imobilizado da Copel Telecom que resultou em montantes significativos de perdas por redução ao valor recuperável e baixas registradas naquele ano, não recorrente em 2020.

Resultados das Operações de 2019 em Comparação com 2018

Receitas operacionais

Nossas receitas operacionais líquidas consolidadas aumentaram 9,1% ou R\$ 1.318,8 milhões em 2019 em comparação com 2018. Esse resultado refletiu, principalmente, um aumento de R\$ 1.403,7 milhões em disponibilidade da rede elétrica, de R\$ 377,7 milhões em fornecimento de energia elétrica; de R\$ 250,6 milhões na distribuição de gás canalizado; e de R\$ 165,1 milhões em suprimento de energia elétrica, parcialmente compensados pela redução de R\$ 960,3 milhões nos ativos e passivos financeiros setoriais. Abaixo estão os principais motivos das variações nas contas de receita.

Fornecimento de Energia Elétrica. Nossas receitas com fornecimento de energia elétrica aumentaram 3,7%, ou R\$ 377,7 milhões, principalmente devido a um aumento de 3,96% do consumo total de energia de nossos consumidores finais, principalmente na Copel Distribuição, de 25.627 GWh em 2018 para 26.644 GWh em 2019, como segue:

- O volume de eletricidade vendido a clientes residenciais aumentou 3,6% em 2019 face a 2018, enquanto o número de clientes aumentou 1,9%.
- O volume de eletricidade vendido a clientes industriais, incluindo consumidores cativos e consumidores livres, aumentou 3,9% em 2019 em comparação com 2018, principalmente devido ao crescimento do consumo de energia dos clientes industriais no mercado livre, parcialmente compensado pela redução de 1,5% no número de clientes industriais no mercado cativo.
- O volume de eletricidade vendido a clientes comerciais, incluindo consumidores cativos e consumidores livres, aumentou 5,2% em 2019 em comparação com 2018. O número de clientes cativos aumentou 1,6%, em 2019 em comparação com 2018.
- O volume de energia vendida a consumidores rurais aumentou 3,2% em 2019 em relação a 2018. Esse aumento se deve principalmente ao desempenho do agronegócio no Estado do Paraná.

Suprimento de Energia Elétrica. Nossas receitas com suprimento de energia elétrica aumentaram 5,3%, ou R\$ 165,1 milhões, principalmente devido ao aumento em nossas receitas com energia vendida de contratos regulados, que aumentaram 121,8%, ou R\$ 469,1 milhões, para R\$ 854,2 milhões em 2019 em comparação para R\$ 385,1 milhões em 2018.

Disponibilidade da Rede Elétrica. Nossas receitas com disponibilidade da rede elétrica aumentaram 20,4%, ou R\$ 1.403,8 milhões, principalmente devido ao crescimento de 3,3% no mercado de rede e ao reajuste tarifário da Copel Distribuição (com aumento de 16,42% e 11,63% na TUSD em 24 de junho de 2018 e 24 de junho de 2019, respectivamente), e a entrada em operação de novos ativos de transmissão.

Receita de construção. Nossas receitas de construção aumentaram 3,2%, ou R\$ 35,6 milhões, principalmente devido à intensificação dos esforços de construção em 2019 com o objetivo de melhorar nossa infraestrutura de distribuição e transmissão.

Valor Justo do Ativo Indenizável da Concessão. O valor justo do ativo indenizável da concessão diminuiu 22,9%, ou R\$ 10,9 milhões, principalmente devido à menor variação nos ativos do contrato de concessão de distribuição.

Distribuição de Gás Canalizado. A receita com distribuição de gás canalizado aumentou 33,2%, ou R\$ 250,6 milhões, devido ao reajuste tarifário e à melhoria no mercado de gás.

Ativos e Passivos Financeiros Setoriais. Os ativos e passivos financeiros setoriais diminuíram 97,4%, ou R\$ 960,2 milhões, principalmente em função da amortização dos valores considerados nas vendas de energia elétrica a consumidores finais após o reajuste tarifário da Copel Distribuição em junho de 2018 e da menor variação dos saldos gerados pelo reajuste aplicado a partir de junho de 2019.

Outras receitas operacionais. Outras receitas operacionais aumentaram 119,7%, ou R\$ 239,1 milhões, principalmente devido ao valor justo nas receitas de compra e venda de energia, e maiores receitas de aluguéis e aluguéis..

Custos e despesas operacionais

Nossos custos e despesas operacionais consolidados aumentaram 1,9% ou R\$ 238,5 milhões. Os principais fatores que levaram a esse aumento são os seguintes:

- *Energia elétrica comprada para revenda.* Nossos custos de energia comprada para revenda apresentaram redução de 4%, ou R\$ 255,9 milhões, principalmente em função do maior preço médio de liquidação (PLD).
- *Encargos de uso da rede elétrica.* As despesas que incorremos com o uso da rede elétrica aumentaram 6,2%, ou R\$ 72,5 milhões, principalmente como resultado do aumento nas tarifas e encargos de infraestrutura de transmissão disponibilizados para novos projetos de geração a partir de 2019, além do efeito da variação dos custos relacionados ao despacho das térmicas, com impacto no Encargo de Serviços do Sistema - ESS.
- *Pessoal e administradores.* As despesas de pessoal diminuíram 2,4%, ou R\$ 32,4 milhões, principalmente devido à redução nos custos refletida na redução de funcionários ocorrida em 2019, apesar do aumento na provisão para participação nos lucros (PLR) devido à melhora em nossos resultados.
- *Matéria-prima e insumos para produção de energia.* Essas despesas aumentaram 150,1% ou R\$ 29,7 milhões, principalmente em função da conclusão da UTE Araucária em 2019.
- *Gás natural e insumos para operação de gás.* As despesas com compras de gás natural aumentaram 41,8%, ou R\$ 172,6 milhões, principalmente devido ao crescimento do mercado da Compagas e à variação cambial.
- *Serviços de terceiros.* As despesas aumentaram 9,3%, ou R\$ 44,9 milhões, devido à variação do valor de manutenção do sistema elétrico, comunicação, processamento e transmissão de dados e serviços de assessoria e auditoria.
- *Depreciação e amortização.* Aumento de 36,5%, ou R\$ 254,4 milhões, principalmente devido aos custos com depreciação e amortização decorrentes do início da operação comercial em 2019 nas usinas Colíder, Cutia e Baixo Iguaçu.
- *Provisões.* Redução de 7,5%, ou R\$ 21,1 milhões, principalmente devido a uma reversão de redução ao valor recuperável do segmento de geração, parcialmente compensada por um aumento nas perdas de crédito esperadas.
- *Custo de construção.* Aumentou 3,7%, ou R\$ 39,2 milhões, refletindo principalmente os investimentos em transmissão, distribuição e ativos da Compagas.
- *Outros custos e despesas operacionais.* Redução de 22,1%, ou R\$ 60,1 milhões, principalmente devido a menores perdas na desativação e alienação de ativos na Copel Distribuição.

Equivalência patrimonial de coligadas e empreendimentos controlados em conjunto

O resultado de equivalência patrimonial de coligadas e joint ventures foi de R\$ 106,8 milhões em 2019, uma redução de 21,4%, em comparação com R\$ 135,9 milhões em 2018, principalmente devido a uma redução nos lucros de nossas entidades coligadas e joint ventures.

Resultados financeiros

Reconhecemos um aumento de perdas financeiras de 10,2%, ou R\$ 42,2 milhões, principalmente devido à redução de 8,5% nas receitas financeiras (variação monetária sobre repasses de CRC, reconhecimento de créditos tributários e outras receitas financeiras).

Despesas de Imposto de Renda e Contribuição Social

Em 2019, nossas despesas com imposto de renda e contribuição social foram de R\$ 675,6 milhões, refletindo uma alíquota tributária efetiva de 23,7% em nossa receita antes dos impostos, em comparação com R\$ 471,2 milhões e uma alíquota tributária efetiva de 525,6% em nosso lucro antes dos impostos em 2018.

Lucro líquido (prejuízo) de operações descontinuadas

Devido ao processo de desinvestimento em andamento, conforme descrito na Nota 40 de nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas, os resultados das operações da Copel Telecom foram classificados como operações descontinuadas. A redução de R\$ 185,5 no resultado das operações descontinuadas deve-se, principalmente, ao processo de revisão do ativo imobilizado da Copel Telecom que resultou em montantes significativos de redução ao valor recuperável e baixas registradas em 2019.

LIQUIDEZ E RECURSOS DE CAPITAL

Nossas principais necessidades de liquidez e capital são para financiar a expansão e melhoria de nossa infraestrutura de distribuição e transmissão e para financiar a expansão de nossas instalações de geração.

Acreditamos que nosso capital de giro é suficiente para nossas necessidades atuais e para os próximos 12 meses. Esperamos financiar nossa liquidez e necessidades de capital principalmente com recursos próprios, decorrentes de lucros acumulados e geração de caixa de nossas operações e recursos de terceiros (BNDES, Outras Instituições Financeiras e Mercado de Capitais). No entanto, a expectativa dos impactos econômicos decorrentes da paralisação provocada pelo surto do coronavírus (COVID-19), com reflexos subsequentes nas operações da Copel, podem afetar os resultados financeiros da Companhia. Em dezembro de 2020, nossa Liquidez Corrente, um indicador da relação entre ativos circulantes sobre passivos circulantes, atingiu 1,2x (1,5x em 2019) com saldo de caixa, equivalente a caixa e títulos e valores mobiliários de R\$ 3.545,9 milhões (R\$ 3.223,8 milhões em 2019 e R\$ 2.292,7 milhões em 2018).

Com relação às necessidades de capital de longo prazo, utilizamos um modelo de cinco anos para monitorar nossas necessidades em uma série de cenários e variáveis, incluindo Dívida Líquida/EBITDA e saldo mínimo de caixa, com o intuito de preservar a liquidez e melhorar a estrutura de capital. Nesse contexto, trabalhamos para antecipar exercícios de gestão de passivos para melhorar a liquidez ou se as condições forem favoráveis. Todas as nossas condições futuras de liquidez dependem de uma série de cenários e podem ser adversamente afetadas dependendo do mercado e de outras condições. A liquidez real pode diferir significativamente por várias razões, incluindo, sem limitação, os riscos descritos em “Declarações Prospectivas” e “Item 3. Informações Principais - Fatores de Risco” .F

Não nos envolvemos em quaisquer acordos fora do balanço que tenham, ou tenham uma probabilidade razoável de ter um efeito atual ou futuro na condição financeira do registrante, mudanças na condição financeira, receitas ou despesas, resultados operacionais, liquidez, dispêndios de capital ou capital recursos que são materiais para os investidores.7F

A Companhia monitora sua liquidez financeira continuamente e, para esse fim, considera (i) do lado externo, a possibilidade de captação de recursos e a perspectiva de preservação de caixa através do auxílio de medidas estruturais do Governo Federal e demais Instituições Setoriais, e (b) do lado interno, tomando as ações necessárias em nossas operações através de redução gastos ou postergação de investimentos com o objetivo de garantir o cumprimento das compromissos financeiros em dia. Desta forma, nossas estimativas são de preservação do capital de giro necessário para nossas operações durante todo o período.

Além do capital de giro, também utilizamos o caixa para pagamentos de dividendos e serviço de dívida. Os dispêndios de capital foram de R\$ 1.904,7 milhões em 2020 e R\$ 2.055,6 milhões em 2019. A tabela a seguir apresenta a composição de nossas aplicações de capital para os períodos indicados. Nossos investimentos estão focados em projetos localizados no Brasil.

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2020	2019	2018
	(milhões de R\$)		
Geração e transmissão ¹	431,9	691,9	1.423,1
Distribuição	1.279,6	919,9	696,0
Telecomunicações	103,4	146,3	309,4
Investimentos de associadas e <i>joint ventures</i>	72,4	267,5	87,5
Usina Termelétrica de Araucária	0,4	0,4	2,8
Compagas	15,2	17,6	15,6
Elejor	0,2	0,2	2,7
Outros	1,6	11,8	53
Total	1.904,7	2.055,6	2.590,8

¹ Considera investimentos em projetos 100% da Copel GET

Como nos anos anteriores, nossa necessidade de capital será financiada pelo caixa das nossas operações e / ou por financiamentos externos, que podem servir para compensar compromissos decorrentes do vencimento de financiamentos externos anteriores.

Nossos investimentos totais orçados para nossas subsidiárias integrais para 2021 são de R\$ 1.902,7 milhões, dos quais:

- R\$ 320,0 milhões são para geração e transmissão;
- R\$ 1.217,6 milhões são para nosso negócio de distribuição;
- R\$ 50,0 milhões são para nosso negócio de telecomunicações;
- R\$ 292,2 milhões para a construção do Complexo Eólico Cutia e Complexo Eólico Jandaíra; e
- R\$ 22,9 milhões são para outros investimentos.

Nossas subsidiárias a seguir também orçaram seus próprios dispêndios de capital para 2021, conforme descrito a seguir:

- Compagas: R\$ 18,8 milhões;
- Araucária: R\$ 1,2 milhão; e
- Elejor: R\$ 18,3 milhões.

Historicamente, financiamos nossas necessidades de liquidez e capital principalmente com o caixa gerado por nossas operações e por meio de financiamento externo. Nossa principal fonte de recursos em 2020 foram nossas atividades operacionais. O caixa líquido utilizado nas atividades de financiamento foi de R\$ 1.791,5 milhões em 2020, ante R\$ 288,0 milhões em 2019.. O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais foi de R\$ 3.940,8 milhões em 2020, ante R\$ 2.945,0 milhões em 2019 e R\$ 1.771,0 em 2018. O aumento é explicado principalmente pela operação plena de novas usinas, como UHE Colider e Parque Eólico Cutia, iniciados ao aumento da operação durante 2019, aos ajustamentos das tarifas de transporte e distribuição, ao arranque de novos ativos de transmissão e às medidas de redução de custos. Em 2020, também recebemos os rendimentos da conta Covid na distribuição. Em 2021, esperamos financiar nossas necessidades de liquidez e capital principalmente com Recursos próprios, decorrentes de lucros retidos e geração de caixa de nossas operações e Recursos de Terceiros (BNDES, Outras Instituições Financeiras e Mercado de Capitais).

A dívida de longo prazo geralmente tem sido usada para financiar nossos principais projetos de dispêndio de capital ou programas de financiamento de aquisição de dispêndios de capital oferecidos pelo Banco Federal de Desenvolvimento, como o BNDES. Os vencimentos programados desses empréstimos de longo prazo foram estruturados para corresponder ao fluxo de caixa esperado a partir da conclusão dos projetos de dispêndio de capital relacionados e, como resultado, reduzir o risco de qualquer deterioração significativa de nossa posição de liquidez.

Como nos anos anteriores, planejamos fazer investimentos significativos em períodos futuros para expandir e atualizar nossos negócios de geração, transmissão e distribuição. Além disso, podemos buscar investir em participações em outras concessionárias de energia elétrica existentes, em serviços de comunicação ou em outras áreas, que podem exigir financiamento nacional e internacional adicional. Nossa capacidade de gerar caixa suficiente para atender às nossas despesas planejadas depende de uma variedade de fatores, incluindo nossa capacidade de manter níveis tarifários adequados, de obter as autorizações regulatórias e ambientais necessárias, de ter acesso aos mercados de capitais nacionais e internacionais e uma variedade de operações e outras contingências. Prevemos que nosso caixa gerado pelas operações possa ser insuficiente para atender a esses dispêndios de capital planejados e que possamos precisar de financiamento adicional de fontes como o BNDES e os mercados de capitais brasileiro e internacional.

As regulamentações da ANEEL exigem aprovação prévia da ANEEL para qualquer transferência de fundos de nossas subsidiárias sob a forma de empréstimos ou adiantamentos. A aprovação da ANEEL não é necessária para dividendos em dinheiro, desde que os dividendos não excedam um limite de dividendos (“Limiar de Dividendos”) igual ao que for maior: lucro líquido ajustado ou reservas de receita disponíveis

para distribuição. O Limiar de Dividendo é estabelecido pela Lei das S.A.

Os dividendos que recebemos de nossas subsidiárias têm sido historicamente suficientes para satisfazer as nossas necessidades de fluxo de caixa sem exceder o Limiar de Dividendo. Como resultado, não procuramos obter a aprovação da ANEEL para receber empréstimos ou adiantamentos de nossas subsidiárias ou dividendos de nossas subsidiárias que excedam o Limiar de Dividendo. Não esperamos que essas restrições sobre empréstimos e adiantamentos e sobre dividendos superiores ao Limiar de Dividendo tenham impacto sobre nossa capacidade de cumprir as nossas obrigações pecuniárias, uma vez que esperamos que os dividendos abaixo do Limiar de Dividendo sejam suficientes no futuro.

Como outras companhias estatais, estamos sujeitos a certas restrições do CMN quanto à nossa capacidade de obter financiamentos de instituições financeiras nacionais e internacionais. As restrições do CMN podem limitar nossa capacidade de obter financiamentos bancários, mas não afetam a nossa capacidade de acessar os mercados de capitais brasileiro e internacional, e não restringem nosso acesso aos financiamentos bancários com o objetivo de rolar ou refinar a dívida.

Nosso total de empréstimos e financiamentos (incluindo debêntures) em aberto em 31 de dezembro de 2020 totalizava R\$ 9.946,0 milhões. Aproximadamente R\$ 140,3 milhões da dívida total em 31 de dezembro de 2020 eram expressos em dólares americanos. Para obter mais informações sobre os termos desses empréstimos e financiamentos, incluindo referência a suas datas de vencimento e estrutura de taxas de juros específicas, consulte as Notas 21 e 22 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. Não estamos sujeitos à sazonalidade com relação às nossas necessidades de empréstimos. Nossos principais acordos de empréstimos e financiamento são:

Banco do Brasil:

- Devemos R\$640,1 milhões ao Banco do Brasil (não incluindo as debêntures listadas abaixo), que foram emprestados para aumentar nosso capital de giro.

Debêntures:

- Em outubro de 2015, a Copel Telecom emitiu R\$160,0 milhões em debêntures simples não conversíveis de nove anos. Essas debêntures possuem uma taxa de juro igual ao IPCA + 7,9633% ao ano, com carência de cinco anos e pagamento de juros semestralmente. Em 31 de dezembro de 2020, nós tínhamos um saldo total de R\$193,8 milhões da dívida a pagar relativa a estas debêntures;
- Em março de 2016, os parques eólicos Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus IV e Ventos de Santo Uriel emitiram R\$300,8 milhões em debêntures não conversíveis, com prazo de vencimento de 16 anos e pagamento mensal de juros. A taxa de juros do índice TJLP + 2,02% ao ano é aplicável a R\$147,6 milhões e o índice IPCA + 9,87% ao ano é aplicável a R\$153,2 milhões. Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos um saldo devedor total de R\$240,1 milhões relacionado a essas debêntures.
- Em abril de 2016, a Compagas emitiu R\$33,6 milhões em debêntures simples, não conversíveis em ações, de uma única série, do tipo flutuante, emissão privada, com taxa de juros igual a TJLP + 2,17% ao ano, com prazo de cinco anos e pagamento de juros trimestrais. Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos um saldo total de R\$5,8 milhões em dívida com essas debêntures;
- Em julho de 2017, a Copel Telecom emitiu R\$220,0 milhões em debêntures simples não conversíveis em ações de cinco anos. Essas debêntures têm uma taxa de juros equivalente ao IPCA + 5,4329% ao ano, um vencimento de cinco anos e pagamento de juros semestrais. Em 31 de dezembro de 2020, nós tínhamos um saldo total de R\$257,1 milhões;
- Em outubro de 2017, a Copel Distribuição emitiu R\$500,0 milhões em debêntures simples não conversíveis, com uma taxa de juros de 126% do índice do CDI ao ano, com vencimento de cinco anos e pagamento de juros semestralmente. Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos um saldo total de R\$502,3 milhões;
- Em outubro de 2017, a Copel GeT emitiu R\$1,0 bilhão de debêntures simples não conversíveis,

com taxa de juros de 126% do índice do CDI ao ano, com vencimento de cinco anos e pagamento de juros semestralmente. Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos um saldo total de R\$669,8 milhões;

- Em janeiro de 2018, a Copel Holding emitiu R\$600,0 milhões de debêntures simples não conversíveis, com taxa de juros de 119% do índice do CDI ao ano, com vencimento de três anos e pagamento de juros semestralmente. Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos um saldo total de R\$303,1 milhões;
- Em julho de 2018, a Copel GeT emitiu R\$1,0 bilhão de debêntures simples não conversíveis, com taxa de juros de 126% do índice do CDI ao ano, com vencimento de cinco anos e pagamento de juros semestralmente. Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos um saldo total de R\$1.010,6 milhões;
- Em setembro de 2018, a Copel GeT emitiu R\$290,0 milhões de debêntures simples não conversíveis. Essas debêntures têm uma taxa de juros equivalente ao IPCA + 7,6475% ao ano, com vencimento de sete anos e pagamento de juros semestrais. Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos um saldo total de R\$322,1 milhões;
- Em setembro de 2018, a Copel Distribuição emitiu R\$1,0 bilhão em debêntures simples não conversíveis, com uma taxa de juros equivalente ao CDI + 2,70% ao ano, com vencimento de cinco anos e pagamento de juros semestralmente. Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos um saldo total de R\$1.011,7 milhões;
- Em março de 2019, a Cutia Empreendimentos emitiu R\$360,0 milhões em debêntures simples, não conversíveis, com taxa de juros equivalente ao IPCA + 5,8813% ao ano, com prazo de treze anos e pagamento de juros semestrais. Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos um saldo total de R\$353,1 milhões;
- Em maio de 2019, a Copel Telecom emitiu R\$210 milhões em debêntures simples, não conversíveis, com uma taxa de juros de 117% do índice CDI ao ano, com vencimento em cinco anos e pagamento de juros semestrais. Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos um saldo total de R\$210,5 milhões;
- Em junho de 2019, a Copel Holding emitiu R\$500 milhões em debêntures simples, não conversíveis, com taxa de juros de 106% do CDI ao ano, com vencimento em três anos e pagamento de juros semestrais. Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos um saldo total de R\$500,4 milhões;
- Em julho de 2019, a Copel GeT emitiu R\$1,0 bilhão em debêntures simples, não conversíveis, em duas séries, com uma taxa de juros de 109% do CDI ao ano e IPCA + 3,90% em cinco e seis anos de vencimento e pagamento de juros semestrais. Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos um saldo total de R\$1.023,1 milhões;
- Em novembro de 2019, a Copel Distribuição emitiu R\$850 milhões em debêntures simples, não conversíveis, em duas séries, com taxa de juros do IPCA + 4,20% ao ano e CDI + 1,45% ao ano, com vencimento em oito e três anos e pagamento de juros semestrais. Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos um saldo total de R\$880,8 milhões; e
- Em dezembro de 2019, a Compagas emitiu privadamente R\$43 milhões em debêntures simples, não conversíveis, série única, com taxa de juros igual ao CDI + 0,88% ao ano, com vencimento em dois anos e pagamento mensal de juros. Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos um saldo total de R\$14,4 milhões.

BNDES

- Em dezembro de 2013, recebemos a aprovação de financiamento do BNDES para a UHE Colíder no valor total de R\$1.041,2 milhões. Em 31 de dezembro de 2013 havíamos recebido R\$840,1 milhões deste valor, com o restante a ser desembolsado de acordo com o cronograma de construção. Além disso, o BNDES aprovou um financiamento para a subestação de

transmissão Cerquilho III no valor de R\$17,6 milhões, que foi liberado em uma única parcela. Em 31 de dezembro de 2020, o saldo total em aberto dos dois contratos totalizava R\$758,2 milhões;

- O BNDES forneceu empréstimo à Copel de R\$339,0 milhões para financiar a construção da Usina Hidrelétrica de Mauá. A Usina de Mauá pertence ao Consórcio Energético Cruzeiro do Sul, no qual a Copel tem participação de 51,0%, e a Eletrosul, de 49,0%. O BNDES está financiando 50,0% do valor do empréstimo, e o Banco do Brasil S.A. está financiando os outros 50,0%. Todas as receitas dessa usina servirão de garantia ao BNDES e ao Banco do Brasil até pagamento integral do empréstimo. Em 31 de dezembro de 2020, o total agregado era de R\$167,8 milhões em dívidas em aberto para com o BNDES e o Banco do Brasil relativas a esse projeto;
- Em dezembro de 2011, obtivemos um financiamento junto ao BNDES, no montante de R\$44,7 milhões, para a construção da Linha de Transmissão Foz do Iguaçu – Cascavel Oeste, por um período de 14 anos. Em 31 de dezembro de 2020, o total agregado era de R\$17,7 milhões relativo a essa dívida;
- Em março de 2012, celebramos um contrato de financiamento com o BNDES no valor total de R\$282,1 milhões para a construção dos Parques Eólicos GE Farol, Ge Boa Vista, GE São Bento do Norte e GE Olho D'Água, com prazo de 16 anos. Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos um total de R\$195,1 milhões em dívida;
- Em setembro de 2012, celebramos um contrato de financiamento com o BNDES no valor total de R\$73,1 milhões para a construção da PCH Cavernoso II com prazo de 16 anos. Em 31 de dezembro de 2020, registramos um saldo total de R\$41,4 milhões de dívida em aberto relacionada com este contrato;
- Em dezembro de 2014, celebramos um contrato de financiamento com o BNDES para benfeitorias no sistema de distribuição da região metropolitana de Curitiba, com prazo de 9,4 anos. Levantamos um financiamento de R\$139,1 milhões em dezembro de 2014 e em 31 de dezembro de 2020, registramos um saldo total em aberto de R\$32,3 milhões;
- Em junho de 2015, celebramos um contrato de financiamento com o BNDES no valor total de R\$124,0 milhões para construção dos parques eólicos de Santa Helena e Santa Maria, com prazo de 6 anos. Em 31 de dezembro de 2020, registramos um saldo total de R\$86,8 milhões de dívida em aberto relacionada com este contrato;
- Em dezembro de 2015, celebramos um contrato de financiamento com o BNDES no valor total de R\$55,8 milhões para construção das linhas de transmissão Assis - Paraguaçu Paulista II e Londrina - Figueira e Salto Osório - Foz do Chopim C2, com prazo de 15 anos. Em 31 de dezembro de 2020, registramos um saldo total de R\$32,4 milhões de dívida em aberto relacionada com este contrato;
- Em outubro de 2018, celebramos um contrato de financiamento com o BNDES no valor total de R\$194,0 milhões para implantação da Usina Hidrelétrica do Baixo Iguaçu, com como o sistema de transmissão associado, com prazo de 17 anos. Em 31 de dezembro de 2020, registramos um saldo total de R\$184,1 milhões de dívida em aberto relacionada com este contrato;
- Em outubro de 2018, celebramos um contrato de financiamento com o BNDES no valor total de R\$619,4 milhões para construção e implantação do parque eólico Cutia Empreendimentos Eólicos, com prazo de 17 anos. Em 31 de dezembro de 2020, registramos um saldo total de R\$588,2 milhões de dívida em aberto relacionada com este contrato;
- Em agosto de 2018, a Copel GeT assinou um contrato de permuta de ações societárias com a Eletrosul dos empreendimentos controlados Costa Oeste Transmissora de Energia SA (51% Copel GeT e 49% Eletrosul), Marumbi Transmissora de Energia SA (80% Copel GeT e 20% Eletrosul) e Transmissora Sul Brasileira de Energia SA (20% Copel GeT e 80% Eletrosul). Com esse contrato, a Copel GeT passa a deter 100% dos empreendimentos Costa Oeste e

Marumbi e a Eletrosul passa a deter 100% da Transmissora Sul Brasileira; e

- A Marumbi possui um contrato firmado com o BNDES em 2014, no valor de R\$55 milhões, para Implantação de Linha de Transmissão de 525 kV entre o SE Curitiba e o SE Curitiba Leste e implantação do SE Curitiba. O saldo em 31.12.2020 é de R\$29,6 milhões.
- Costa Oeste, possui contrato assinado com o BNDES em 2013, no valor de R\$36,7 milhões, para a implantação da Linha de Transmissão de 230 kV entre o SE Cascavel Oeste e o SE Umuarama Sul e a implantação do SE. Em 31 de dezembro de 2020, o saldo é de R\$19,2 milhões.
- Em junho de 2020, celebramos contrato de financiamento com o BNDES no valor total de R\$432,1 milhões para implantação da Linha de Transmissão SE Medianeira, SE Curitiba Centro, SE Curitiba Uberaba, SE Andirá Leste, Curitiba Leste-Blumenau e Baixo Iguçu Realeza bem como seu sistema de transmissão associado, com prazo de vencimento em 23 anos. Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos um saldo total de R\$269,1 milhões de dívida em aberto de acordo com este contrato de financiamento.
- Em 8 de dezembro de 2020, o BNDES anunciou a escolha do banco de investimento Banco BTG Pactual SA para coordenar uma oferta secundária de suas participações em nosso capital social. Não há condição contratual ou regulatória que vincule a Oferta Secundária do BNDES às Ofertas de Conversão descritas no “Item 4. Informações sobre a Companhia - Desenvolvimentos Recentes”.

.CAIXA ECONÔMICA FEDERAL (CEF)

- Temos dívidas de R\$11,5 milhões, relacionadas a programas governamentais para financiar projetos de distribuição; e
- Contrato com a Copel Distribuição, firmado em 2016, no valor de R\$1,2 milhão, para compra de máquinas, equipamentos, bens de informática e automação. Possui saldo em 31 de dezembro de 2020 de R\$0,2 milhão.

Somos parte em diversas ações judiciais que poderiam ter impacto adverso relevante sobre nossa liquidez em caso de julgamentos que nos sejam adversos. As contingências são descritas em “Item 8. Informações Financeiras – Ações Judiciais”.

Além disso, temos compromissos ainda não incorridos relacionados a contratos de longo prazo e, portanto, não reconhecidos nas demonstrações financeiras, conforme apresentado na Nota 37 de nossas demonstrações financeiras consolidadas. O principal valor refere-se a compromissos de contratos de compra e transporte de energia, totalizando R\$132.879 milhões em 31 de dezembro de 2020. A expectativa de liquidação desses compromissos é a seguinte: R\$6.444 milhões em menos de um ano, R\$26.117 milhões de um a 5 anos e R\$100.318 milhões após 5 anos.

Na Nota 35.2.2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas, apresentamos os valores esperados para liquidação das obrigações contratuais não descontadas em cada intervalo de tempo. Nossas projeções são baseadas em indicadores financeiros vinculados aos instrumentos financeiros relacionados e projetados de acordo com a média das expectativas do mercado, conforme divulgado no Relatório Focus do Banco Central do Brasil.

Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados

Somos dirigidos por:

- Um Conselho de Administração, que pode ser composto por até nove (9) membros e atualmente é composto por nove (9) membros; e
- Uma Diretoria Executiva, atualmente composta por sete (7) membros.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração se reúne ordinariamente uma vez por mês. É necessária a presença da maioria dos membros do Conselho de Administração para que a reunião seja realizada, e as decisões são tomadas pelo voto majoritário dos presentes à reunião. Para obter informações adicionais, consulte o “Item 10. Informações Adicionais”. Os membros do Conselho de Administração são eleitos para mandatos de dois anos e podem ser reeleitos. Dos nove membros atuais do Conselho de Administração:

- seis são eleitos pelos acionistas;
- um é eleito pelos acionistas minoritários (detentores de ações com direito a voto);
- um é eleito pelos acionistas minoritários (detentores de ações sem direito a voto); e
- um é eleito pelos nossos empregados.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, os acionistas minoritários têm o direito de nomear e destituir pelo menos um membro do Conselho de Administração, em eleição em separado, sem a participação do acionista controlador, se esses acionistas minoritários detiverem (i) pelo menos 15% da nossas ações com direito a voto ou (ii) pelo menos 10% das ações sem direito a voto em circulação da empresa. Os acionistas minoritários detentores de pelo menos 10% de nossas ações com direito a voto têm o direito de solicitar a adoção de um procedimento de voto múltiplo, um procedimento que concede a cada ação com direito a voto tantos votos quanto houver membros do Conselho de Administração e o direito para todos os acionistas com direito a voto votar em apenas um candidato ou distribuir seus votos entre vários candidatos, também nos termos da Lei das Sociedades por Ações.

Nosso estatuto social confere aos acionistas minoritários titulares de ações com direito a voto o direito de nomear e destituir dois membros do Conselho de Administração, em uma eleição separada, independentemente das ações com direito a voto detidas por eles como uma classe, caso não tenham nomeado um superior número por meio de procedimento de Voto Múltiplo na assembleia geral de acionistas. Além disso, nossos funcionários também têm o direito de nomear e destituir um membro do Conselho de Administração. No entanto, se um procedimento de voto múltiplo for adotado e, também, os acionistas minoritários nomearem membros do Conselho de Administração por meio de uma eleição em separado, o acionista controlador terá o direito de nomear e destituir o mesmo número de membros indicados e eleitos pelos acionistas minoritários e funcionários.

Ainda de acordo com a Lei das Sociedades por Ações, os membros do nosso Conselho de Administração eleitos pelos acionistas não controladores têm o direito de vetar (desde que devidamente justificado) a nomeação do contador independente feita pela maioria dos membros do nosso Conselho de Diretores.

Os mandatos dos atuais membros do Conselho de Administração expiram em 29 de abril de 2021. Os atuais membros do nosso Conselho de Administração são:

Nome	Cargo	Desde
Marcel Martins Malczewski	Presidente	2019
Leila Abraham Loria	Membro do Conselho de Administração	2017
Olga Stankevicius Colpo	Membro do Conselho de Administração	2017
Carlos Biedermann	Membro do Conselho de Administração	2019
Adriana Angela Antonioli	Membro do Conselho de Administração	2017
Marco Antônio Barbosa Cândido	Membro do Conselho de Administração	2018
Gustavo Bonini Guedes	Membro do Conselho de Administração	2019
Luiz Claudio Maia Vieira	Membro do Conselho de Administração	2019
Daniel Pimentel Slaviero	Membro do Conselho de Administração	2019

Abaixo são apresentados breves currículos de cada um dos membros do Conselho de Administração:

Marcel Martins Malczewski. O Sr. Malczewski nasceu em 8 de dezembro de 1964. Mestre em Ciências Industriais e Computação pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (2001); e Bacharel em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Paraná (1992). O Sr. Malczewski também participou do Programa de Gerenciamento de Proprietários / Presidentes da Harvard Business School (2004). Atualmente, é Presidente do Conselho de Administração da Companhia Paranaense de Energia - Copel. Além disso, o Sr. Malczewski é sócio da M3 Investimentos Ltda. e na Trivella M3 Investimentos SA. Anteriormente, foi cofundador (1990), CEO (2001-2009), presidente (2010-2011) e membro do Conselho de Administração (2012-2015) da Bematech SA. Também foi professor (1989-1994) e coordenador (1991-1994) do curso de graduação em Engenharia da Computação da Pontifícia Universidade Católica do Paraná).

Leila Abraham Loria. A Sra. Loria nasceu em 26 de janeiro de 1954. A Sra. Loria fez curso em Governança, Risco e Conformidade na Risk University KPMG (2016) e de Governança Corporativa e Inovação na Nova School of Business e Economics, em Lisboa, Portugal (2016). Ela possui pós-MBA em Governança Corporativa e Mercado de Capitais para executivos da B.I. Internacional (2015) e um MBA Executivo Internacional da APG-Amana (1994). A Sra. Loria também é Mestre em Administração de Empresas pela COPPEAD-UFRJ Business School (1978) e Bacharel em Administração de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas (1976). A Sra. Loria é membro do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia Paranaense de Energia - Copel. Além disso, ela é membro do Conselho de Administração do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa – IBGC e do Conselho de Administração da Madeira Energia – MESA. Ela também é membro do Conselho Consultivo das Casas Pernambucanas, INPLAC Indústria de Plástico e Costão do Santinho Resort. Anteriormente, foi Diretora Executiva da Telefonica Brasil e Membro do Conselho de Administração da Telefonica Vivo (2010-2015); Presidente e Diretora Geral da TVA (Grupo Abril) e Membro do Conselho de Administração da Tevecap (1997-2006) e da Canbras, uma joint venture entre a Abril e a Bell Canada (1998-2002); Diretora Geral e Membro do Conselho de Administração da Direct TV (1997-1999); Diretora de negócios do Walmart (1994-1997); e diretora de marketing, vendas, negócios, compras e recursos humanos na Mesbla (1978-1994)..

Olga Stankevicius Colpo. A Sra. Colpo nasceu em 26 de maio de 1952. A Sra. Colpo é pós-graduada no Programa Executivo da Singularity University (2018), MBA executivo internacional da FIA/USP (2000); cursou Pós-graduação em International Business pela Harvard University (1996); especialização em Managing Managers da Michigan University (1986); Programa de Educação Continuada em Gestão de Recursos Humanos da Fundação Getúlio Vargas (1984); a Sra. Colpo é formada em Psicologia pela Universidade de Mogi das Cruzes - UMC (1975). Atualmente, é membro do Conselho de Administração e do Comitê de Auditoria Estatutário da Companhia Paranaense de Energia - Copel. Ela também é um membro do Conselho de Administração da Solvi S.A., Membro do Conselho de Administração, Comitê de

Auditoria e Pessoas do Banco BMG S.A.; Membro do Conselho Consultivo do MBA Executivo Internacional - FIA; Conselheira e Membro do Comitê Executivo da Childhood Brasil; Professora do programa de MBA Executivo Internacional da FIA/USP e Professora convidada do Curso de Formação de Conselheiros do IBGC. Anteriormente, foi Diretora Superintendente da Participações Morro Vermelho S.A. (2009-2016) e Sócia da PwC - PricewaterhouseCoopers (1999-2009).

Adriana Angela Antonioli. A Sra. Antonioli nasceu em 19 de novembro de 1966. Possui Especialização em Direito Aplicado pela Escola da Magistratura do Paraná (2011) e Especialização em Marketing & Propaganda pelo Instituto Superior de Pós-graduação - ISPG (2000). A Sra. Antonioli é formada em Direito pela Universidade Tuiuti do Paraná (2008) e Ciências Contábeis pela Faculdade de Educação, Ciências e Letras de Cascavel (1988). Atualmente é Analista em Regulação da Companhia Paranaense de Energia - Copel. Anteriormente, atuou como Gerente do Departamento de Serviços de Curitiba na Copel (2013-2015); Gerente do Departamento de Receita Leste na Copel (2009-2013); Gerente do Departamento de Procedimentos Comerciais - da Copel (2008). A Sra. Antonioli foi indicada como membro de nosso Conselho de Administração como representante de nossos funcionários.

Marco Antônio Barbosa Cândido. O Sr. Cândido nasceu em 6 de março de 1969. O Sr. Cândido é doutor em Engenharia de Produção pela Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC (1997), mestre em Engenharia de Produção pela Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC (1994) e graduado em Engenharia de Mecânica Aeronáutica pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica - ITA(1991). Atualmente é membro do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia Paranaense de Energia - Copel, CEO e Sócio Fundador da MBC Consultoria; Conselheiro do Hospital Santa Rita e da Operadora Santa Rita Saúde em Maringá - PR; e Conselheiro do Grupo hoteleiro Rafain em Foz do Iguaçu - PR. Anteriormente, foi professor e pesquisador da Pontifícia Universidade Católica do Paraná - PUCPR (1995-2013); Superintendente Executivo (CEO) da Associação Paranaense de Cultura - APC, mantenedora da Pontifícia Universidade Católica do Paraná - PUCPR (2005-2012); Superintendente Executivo (CEO) do Grupo Marista (2012-2013); Presidente Executivo (CEO) do Grupo Paysage (2013-2015); Conselheiro do Sistema de Saúde Mãe de Deus no estado do Rio Grande do Sul - RS (2014-2015); e Conselheiro no Grupo Positivo (2014-2016).

Carlos Biedermann. O Sr. Biedermann nasceu em 18 de agosto de 1953. O Sr. Biedermann participou do Programa Executivo da Singularity University (2019) e do Programa Internacional de Negócios do INSEAD na França (1995). Possui pós-graduação em Mercados Financeiros pela Fundação Getúlio Vargas - FGV (1979) e bacharelado em Contabilidade, pela Unisinos (1977), e em Gestão de Negócios e Gestão Pública, pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul (1975). Atualmente, é membro do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia Paranaense de Energia - Copel. O Sr. Biedermann possui considerável experiência como Conselheiro em vários setores, incluindo organizações como a Amcham / RS e a Associação de Diretores de Marketing e Vendas do Brasil - ADVB / RS. Atualmente, ele também tem assentos no Conselho de Administração das Lojas Lebes e Maiojama Empreendimentos Imobiliários; no Comitê de Auditoria da Suzano Papel e Celulose, Grupo Algar, Grupo Solar e Grupo Cornélio Brennan; e como Presidente do Conselho Deliberativo do Grêmio Foot-Ball Porto Alegrense. Além disso, é instrutor do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC e sócio da Biedermann Consulting. Anteriormente, foi sócio sênior da região sul e sócio sênior de projetos de capital e infraestrutura (CP&I) do Brasil na PricewaterhouseCoopers (2002 - 2015); Presidente do Comitê de Auditoria do IBGC (2009 - 2014), Presidente (2013 - 2014) e membro (2009 - 2017) do Conselho da Organização de Jovens Presidentes - YPO, além de palestrante convidado no Programa de Governança Corporativa Pós-MBA da Unisinos (2017-2019).

Gustavo Bonini Guedes. O Sr. Guedes nasceu em 10 de abril de 1982. É pós-graduado em Direito Eleitoral pelo Centro Universitário Curitiba (2009) e bacharel em Direito pelo Centro Universitário Autônomo do Brasil (2005). Atualmente, o Sr. Guedes é membro do Conselho de Administração da Companhia Paranaense de Energia - Copel. Além disso, ele é membro da Academia Brasileira de Eleições e Direito Político - Abradep e sócio fundador da Bonini Guedes Advocacia. Anteriormente, ele foi presidente do Instituto de Direito Eleitoral do Paraná; Professor da Escola Superior de Advocacia - ESA / PR; conselheiro da Comissão de Direito Eleitoral do Conselho Federal da OAB; e coordenador do Departamento de Direito Eleitoral de Vernalha Guimarães e Pereira Advogados.

Luiz Claudio Maia Vieira. O Sr. Vieira nasceu em 7 de outubro de 1969. O Sr. Vieira participou de um Programa de Gerenciamento Avançado da Fundação Dom Cabral / INSEAD Fontainebleau (2013) e um Programa de Gerenciamento Avançado da IESE Business School de Barcelona (2009). Possui MBA em Finanças pela Columbia University (1998) e Bacharel em Administração de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas - FGV (1992). O Sr. Vieira é atualmente membro do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal da Companhia Paranaense de Energia - Copel. Além disso, é membro do Conselho de Administração do Grupo Aviva (Resorts Rio Quente e Costa do Saúpe) e sócio da Partilha Empreendimentos. Anteriormente, foi Diretor de Bens de Consumo e Diretor Financeiro da Nutritional Indústria e Comércio de Alimentos S.A. (2017 - 2018); Diretor Executivo de Planejamento e Finanças da Infoglobo Comunicação e Participações S.A. (2011 - 2014); CEO da Rede Paranaense de Comunicação - RPCTV (2001 - 2011); e vice-presidente de finanças corporativas do BNP Paribas Bank (1998 - 2001).

Daniel Pimentel Slaviero. O Sr. Slaviero nasceu em 22 de novembro de 1980. Ele concluiu o programa Owner / President Management - OPM (2015) e o YPO Harvard President Seminar (2010), ambos da Harvard Business School. Também concluiu o Programa de Negócios Executivos (STC) da Kellogg School of Management/Fundação Dom Cabral (2009); e é graduado em Administração de Empresas pela Universidade Positivo - UP (2001). Atualmente, é Diretor Presidente da Copel e Presidente do Conselho de Administração da Copel Geração e Transmissão S.A., Copel Distribuição S.A., Copel Comercialização S.A., Copel Telecomunicações S.A. e Copel Renováveis S.A.. Anteriormente, atuou como Diretor Presidente do Sistema Brasileiro de Televisão - SBT (2017-2018); Diretor de Negócios do Sistema Brasileiro de Televisão - SBT (2017-2018); Diretor Institucional do Grupo Silvio Santos (2010-2017); Diretor Geral do Sistema Brasileiro de Televisão - SBT Brasília (2010-2017); Presidente da Associação Brasileira de Emissoras de Rádio e Televisão - ABERT (2006-2016); Diretor Executivo do Grupo Paulo Pimentel (2001-2010); e Gerente de Programação e Produção do Grupo Paulo Pimentel (2000-2001).

DIRETORIA

A Diretoria da Copel se reúne a cada duas semanas e é responsável pela administração cotidiana da Companhia. Cada Diretor possui também responsabilidades individuais estabelecidas por Regimento.

De acordo com nosso Estatuto, nossa Diretoria é composta por sete (7) membros. Os Diretores Executivos são eleitos pelo Conselho de Administração para mandatos de dois anos mas podem ser destituídos pelo Conselho de Administração a qualquer momento. Os mandatos dos atuais membros da Diretoria expiram em dezembro de 2021. Os membros atuais são os seguintes:

Nome	Cargo	Desde
Daniel Pimentel Slaviero	Diretor Presidente	2019
Ana Letícia Feller	Diretor de Gestão Empresarial	2018
Adriano Rudek de Moura	Diretor de Finanças e de Relações com Investidores	2017
Cassio Santana da Silva	Diretor de Desenvolvimento de Negócios	2019
Eduardo Vieira de Souza Barbosa	Diretor Jurídico e de Relações Institucionais	2019
Vicente Loiacono Neto	Diretor de Governança, Risco e Compliance	2018
David Campos	Diretor Adjunto	2019

Abaixo são apresentadas breves descrições biográficas de cada um de nossos atuais diretores:

Daniel Pimentel Slaviero. O Sr. Slaviero é nosso diretor presidente desde 8 de janeiro de 2019. Para informações biográficas sobre o Sr. Slaviero, vide “Conselho de Administração”.

Ana Letícia Feller. A Sra. Feller nasceu em 15 de outubro de 1977. Possui MBA em Liderança com ênfase em Administração pela Estação Business School (2015); Pós-graduada em Gestão com ênfase em Gestão Estratégica de Pessoas, pela FAE Centro Universitário (2009); Pós-graduada em Direito do Trabalho pela Unibrasil (2005). Bacharel em Direito pela Pontifícia Universidade Católica do Paraná (2000). A Sra. Feller é advogada da Companhia Paranaense de Energia - Copel desde 2000, onde também foi Assistente do Diretor de Gestão Empresarial (2017-2018); Presidente do Comitê de Remuneração Permanente (2017-2018); Presidente do Comitê de Gestão (2017-2018); Chefe de Recursos Humanos (2007-2010 e 2013-2017); e Membro do Conselho de Orientação Ética (2006-2008 e 2010-2012). Além disso, foi membro suplente do Conselho Deliberativo da Fundação Copel de Previdência e Assistência Social (2014-2018). Atualmente é Diretora de Gestão Empresarial da Copel, membro do Conselho de Administração da Copel Distribuição S.A., Copel Comercialização S.A., Copel Telecomunicações S.A. e Copel Renováveis S.A.

Adriano Rudek de Moura. Sr. Moura nasceu em 25 de setembro de 1962. Ele possui curso de aperfeiçoamento profissional na Fundação Dom Cabral (2019), no Instituto Brasileiro de Governança Corporativa – IBGC (2018), na Duke’s Fuqua School of Business (2010) e em Harvard Business School (2007). Ele é pós-graduado em Finanças e Controladoria pela Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Finanças - FIPECAFI / USP (1997); e graduado em Ciências Contábeis pelo Centro Universitário Ítalo Brasileiro - Unítalo (1985). O Sr. Moura é atualmente o Diretor de Finanças e de Relações com Investidores da Copel; Diretor de Finanças da Copel Geração e Transmissão S.A. ; Diretor de Finanças da Copel Distribuição S.A. ; Diretor de Finanças da Copel Comercialização S.A. ; e Diretor de Finanças da Copel Renováveis S.A. . Anteriormente, foi Vice-Presidente e Diretor Administrativo, Financeiro e Relações com Investidores da Electrolux para a América Latina (2003-2017); Diretor Administrativo, Financeiro e de Relações com Investidores da Electrolux do Brasil (1999-2003); Controller na Electrolux do Brasil (1997-1999); Vice-presidente da Associação Nacional de Fabricantes de Produtos Eletroeletrônicos - (2013-2015); membro do Conselho de Administração do CTI (2011-2017); membro do Conselho de Administração da Eletros (2013-2015); membro do Conselho Fiscal da Gafisa (2009-2014); membro do Conselho Fiscal da Tenda (2009-2014); membro do Conselho Fiscal de Alphaville (2012-2013); Professor da pós-graduação da Fundação Armando Alvares Penteado - FAAP (1999); Professor da Faculdade de Administração de Empresas e Economia do Paraná - FAE (1995); auditor e consultor na Arthur Andersen (1982-1997).

Cassio Santana da Silva. Sr. Silva nasceu em 14 de agosto de 1978. É bacharel em Administração de Empresas pela Universidade Federal do Paraná - UFPR (2002); e um MBA Executivo pela Fundação Getúlio

Vargas - Rio de Janeiro (2003). Atualmente é Diretor de Desenvolvimento de Negócios da Copel. Anteriormente, ocupou cargos de liderança em muitas empresas multinacionais, como Gerente de Unidade de Negócios na Telefônica Brasil S.A. (2014-2019); Gerente Sênior de Marca e Comércio da Kimberly Clark (2011-2013); Gerente de Marketing e Trade Marketing na Unidade de Negócios Danone Northeastern (2009-2011); Gerente Nacional de Marketing na Danone (2008-2009); Gerente de Marketing na Philip Morris (2007-2008); Gerente Regional de Vendas da Ambev na República Dominicana (2006-2007); Gerente de Marketing (2005-2006) e Gerente de Vendas (2002-2005) na AmBev.

Eduardo Vieira de Souza Barbosa. Sr. Barbosa nasceu em 3 de outubro de 1982. É pós-graduado em Direito Constitucional pela Academia Brasileira de Direito Constitucional - ABDConst. É Bacharel em Direito pela Universidade Tuiuti do Paraná - UTP. Atualmente é Diretor Jurídico e de Relações Institucionais da Copel, bem como o Diretor Jurídico e de Relações Institucionais da Copel Geração e Transmissão S.A., Copel Distribuição S.A., Copel Comercialização S.A. e Copel Renováveis S.A. . Anteriormente, atuou como Diretor Jurídico do Conselho de Jovens Empresários da Associação Comercial do Estado do Paraná (2011-2016); Membro do Conselho Político da Associação Comercial do Estado do Paraná (2013-2016); Consultor Estratégico da Companhia Paranaense de Saneamento do Paraná - Sanepar, Assistente do Diretor Jurídico da CS Bioenergia S.A. (2015); Procurador Chefe da Junta Comercial do Paraná (2011-2015); e Consultor Jurídico e parecerista a pessoas física e jurídica vinculadas direta ou indiretamente à Administração Pública.

Vicente Loiacono Neto. O Sr. Loiacono nasceu em 4 de junho de 1983. É pós-graduado em Direito Processual Civil pela Universidade do Sul de Santa Catarina (2010). Bacharel em Direito pelas Faculdades Integradas Curitiba (2007) e participa do programa de mestrado em Direito Empresarial e Cidadania do Centro Universitário Curitiba (2019-2021). Atualmente é Diretor de Governança, Risco e Compliance da Copel. . O Sr. Loiacono atuou como advogado da Companhia desde 2011 e também como Assessor da Presidência (2017-2018); membro do Conselho Fiscal da Fundação Copel de Previdência e Assistência Social (2015) e membro do Conselho de Orientação Ética da Companhia Paranaense de Energia - Copel (2014). Anteriormente, o Sr. Loiacono atuou como coordenador adjunto do Conselho de Jovens Empresários - CJE (Comitê de Jovens Empresários) da Associação Comercial do Estado do Paraná.

David Campos. O Sr. Campos nasceu em 5 de novembro de 1969. O Sr. Campos é bacharel em Comunicação Social - Jornalismo pela Universidade Estadual de Ponta Grossa - UEPG (1990). Atualmente é Diretor Assistente da Companhia Paranaense de Energia - Copel. Anteriormente, atuou como Chefe de Comunicação da Itaipu Binacional (2017); Secretaria Municipal de Comunicação Social do Município de Curitiba (2011-2012); Chefe de gabinete da Prefeitura de Curitiba (2010); Jornalista-chefe da Assembléia Legislativa do Estado do Paraná (2001-2009); Secretário de Comunicação Social do Estado do Paraná (1999-2000); e Secretário Municipal de Comunicação Social do Município de Curitiba (1997-1998).

CONSELHO FISCAL

Temos um Conselho Fiscal permanente, que geralmente se reúne uma vez por mês. O Conselho Fiscal é composto por cinco membros efetivos e cinco suplentes, eleitos pelos acionistas na Assembleia Geral Ordinária, com mandato de dois anos. O Conselho Fiscal, que é independente da administração e dos auditores externos da Copel, tem as responsabilidades previstas na Lei Federal nº6.404/1976 e na Lei Federal nº13.303, que incluem, entre outros:

- examinar e dar parecer sobre as Demonstrações financeiras da Companhia a nossos acionistas;
- emitir pareceres especiais sobre mudanças no capital social, orçamento da Companhia, propostas de distribuição de dividendos e reestruturação organizacional; e
- em geral, fiscalizar as atividades da administração da Copel e dar parecer sobre elas aos acionistas.

A tabela a seguir lista os membros e suplentes atuais do Conselho Fiscal, indicados na 63ª Assembleia Geral Ordinária realizada em 29 de abril de 2019 e na 200ª Assembléia Geral Extraordinária realizada em 2 de dezembro de 2019. O mandato de todos os membros do Conselho Fiscal indicados abaixo expirará em abril de 2021.

Nome	Desde
Demetrius Nichele Macei	2019
Harry Françóia Júnior	2019
José Paulo da Silva Filho	2019
Roberto Lamb	2017
Letícia Pedercini Issa Maia ⁽¹⁾	2017
Suplentes	
Emir Calluf Filho ⁽²⁾	2019
João Luiz Giona Junior	2018
Otamir Cesar Martins	2018
Estevão de Almeida Accioly	2019
Gilberto Pereira Issa(1)	2018

⁽¹⁾Letícia Pedercini Issa Maia, membro do nosso Conselho Fiscal, é filha de Gilberto Pereira Issa, membro suplente de nosso Conselho Fiscal.

⁽²⁾ Emir Calluf Filho renunciou em 24 de Julho de 2020.

COMITÊ DE AUDITORIA

De acordo com a Norma 10A-3 do *Securities Exchange Act* e nosso Estatuto Social, temos um Comitê de Auditoria composto por cinco (5) membros de nosso Conselho de Administração, com mandato de dois anos, podendo ser reeleitos em até 3 vezes consecutivas. De acordo com regras do Comitê de Auditoria, os seus membros são indicados pelo Conselho de Administração e podem ser por ele substituídos. Os membros do Comitê de Auditoria são: Sr. Marcos Antônio Barbosa Cândido (presidente), Sra. Leila Abraham Loria, Sra. Olga Stankevicius Colpo, Sr. Luiz Claudio Maia Vieira e Sr. Carlos Biedermann. O Comitê de Auditoria é responsável por auditar, supervisionar e fiscalizar os processos relacionados com a preparação de nossas demonstrações financeiras, assegurando o cumprimento de todas as exigências legais relacionadas com as obrigações de divulgação, monitorando o trabalho dos auditores independentes e de nossa equipe encarregada da auditoria interna da Companhia e revisando a eficácia dos procedimentos e pessoal de controle interno e gerenciamento de riscos.

Sob a legislação societária brasileira, a função de contratar auditores independentes é reservada ao conselho de administração das empresas. Assim, nosso Conselho de Administração atua como nosso Comitê de Auditoria, conforme especificado pela Seção 3(a)(58) do *Securities Exchange Act*, para fins de aprovação, caso a caso, de qualquer convocação de nossos auditores independentes para realizar para nós ou nossas subsidiárias qualquer auditoria ou serviços de outra natureza. Exceto nesses aspectos, nosso Comitê de Auditoria é comparável com os comitês de auditorias de empresas dos Estados Unidos e realiza as mesmas funções desses comitês.

COMITÊ DE INDICAÇÃO E AVALIAÇÃO

O Comitê de Indicação e Avaliação é um órgão estatutário permanente da Copel que fornece suporte aos acionistas. O objetivo do comitê é verificar a conformidade do processo de nomeação e avaliação dos membros do órgão estatutário da Copel (ou seja, Conselho de Administração, Conselho Fiscal, Conselho Executivo e comitês estatutários relevantes), em cada caso, de acordo com (i) a Política de Nomeação; (ii) o Regimento Interno de Nomeação de Membros dos Órgãos Estatutários; (iii) outras regras internas; e (iv) lei aplicável. A comitê trabalha em estreita colaboração com a Copel Holding e suas subsidiárias integrais e seu escopo pode ser estendido a empresas controladas, afiliadas e outras empresas nas quais a Copel e suas subsidiárias integrais detêm participações societárias.

Membro	Posição	Data de Indicação
Marcos Leandro Pereira	President	02/12/2019
Robson Augusto Pascoalini	Member	02/12/2019
Claudio Nogas	Member	29/04/2019
Ana Silvia Corso Matte	Member	29/04/2019
Durval Jose Soledade Santos	Member	29/04/2019

COMITÊ DE INVESTIMENTO E INOVAÇÃO “CII”

O CII é um órgão estatutário permanente da Copel que dá suporte ao Conselho de Administração da Copel. O objetivo do CII é analisar e emitir recomendações sobre os planos de investimento da Copel, a fim de facilitar a supervisão robusta de nossos investimentos pelo Conselho de Administração. A CII atua em estreita colaboração com a Copel (Holding) e suas subsidiárias integrais e seu escopo pode ser estendido a empresas controladas, coligadas e demais sociedades nas quais a Copel e suas subsidiárias integrais detenham participações societárias.

Member	Position	Date of Appointment
Daniel Pimenta Slaviero	Member	03.12.2021
Marco Antônio Barbosa Cândido.....	Member	03.12.2021
Olga Stankecicius Colpo.....	Member	03.12.2021

REMUNERAÇÃO DOS CONSELHEIROS, DIRETORES, MEMBROS DO CONSELHO FISCAL E MEMBROS DO COMITÊ DE AUDITORIA

De acordo com a legislação brasileira, a remuneração total do Conselho de Administração, da Diretoria Executiva e do Conselho Fiscal é estabelecida anualmente pela Assembleia Geral de Acionistas. Conforme parágrafo 3 da Seção 162 da Lei das Sociedades por Ações, a remuneração dos membros do Conselho Fiscal deve ser igual ou superior a 10% da remuneração média paga aos membros de nossa Diretoria (excluindo benefícios e planos de participação nos lucros, se aplicável). Os membros do Conselho Fiscal receberam em 2018, o valor de 15% da remuneração mensal do Diretor Presidente. Finalmente, cada um dos membros do nosso Comitê de Auditoria (todos membros do Conselho de Administração) receberam a remuneração mensal paga aos membros do Conselho Fiscal mais R\$5.000,00.

Para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, o montante agregado das remunerações pagas pela Copel a todos os Membros do Conselho de Administração, aos Diretores e aos membros do Conselho Fiscal foi de R\$12,44 milhões, dos quais 75% foram pagos a nossa Diretoria Executiva, 18% a nosso Conselho de Administração e 7% a nosso Conselho Fiscal, conforme aprovado pela 65ª Assembleia Geral Ordinária da Copel realizada em 28 de abril de 2020.

A tabela a seguir mostra detalhes adicionais sobre a remuneração paga aos membros de nosso Conselho de Administração, Diretoria Executiva e Conselho Fiscal referente ao final de cada período indicado.

Area	Remuneração (R\$mil) nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de								
	Conselho de Administração			Diretoria			Conselho Fiscal		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018
Número de membros ⁽¹⁾	9,00	8,33	8,58	7,00	7,00	7,00	5,00	5,00	5,00
Salário total	641,1	514,7	854,4	4.995,0	4.976,8	6.562,1	659,4	659,2	628,2
Maior salário	227,80	230,3	268,8	879,2	1.731,4	1.404,2	131,9	171,4	169,8
Menor salário	131,9	158,3	156,0	389,9	805,6	867,2	131,9	158,3	90,2
Salário médio	181,4	224,6	206,3	713,6	1.409,7	1.375,1	131,9	161,8	159,2
Participações em comitês ⁽²⁾	1183,6	1.005,2	508,5	-	-	-	-	-	-
Outros ⁽³⁾	451,9	340,0	322,3	2.106,0	2.059,5	2.719,6	145,8	147,5	154,9
Total	2.276,6	1.871,9	1.685,2	9.360,0	9.868,0	9.281,7	805,2	809,1	783,1

⁽¹⁾ O número de membros corresponde à média mensal dos membros dividida por 12 meses.

⁽²⁾ Refere-se ao Comitê de Auditoria.

⁽³⁾ Refere-se à Contribuição Previdenciária Privada, Plano de Assistência para todos os membros e Subsídio de Representação para Diretores Executivos.

Não possuímos contratos de prestação de serviço com nossos diretores prevendo benefícios ao término do emprego. Não possuímos um plano de opção de ações para nossos conselheiros, diretores ou empregados.

EMPREGADOS

Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos 6.667 empregados, comparado aos 7.095 empregados em 31 de dezembro de 2019 e 7.611 empregados em 31 de dezembro de 2018. Incluindo os empregados da Compagas, da Elejor e da UEG Araucária (companhias em que possuímos participação majoritária), tínhamos 6.832 empregados em 31 de dezembro de 2020.

A tabela seguinte mostra o número de empregados e o desdobramento dos empregados por categoria de atividade nas datas indicadas para cada área de nossas operações.

Área	Em 31 de dezembro de		
	2020	2019	2018
Geração e transmissão	1.533	1.620	1.660
Distribuição	4.641	4.964	5.364
Telecomunicações	355	412	478
Staff corporativo e pesquisa e desenvolvimento	96	61	75
Outros empregados	42	38	34
Total de empregados das subsidiárias integrais da Copel	6.667	7.095	7.611
Compagas	142	148	159
Elejor	7	7	7
Araucária	16	16	17
Total	6.832	7.266	7.794

Todos os nossos empregados são cobertos por acordos coletivos de trabalho que renegociamos anualmente com os sindicatos representativos das várias categorias profissionais. Em 2020, negociamos e assinamos acordos trabalhistas com os sindicatos que representam nossos empregados, com vigência a partir de outubro, por um período de um ano. Concordamos em reajustar os salários em 3,89% em 2020 em relação aos salários de 2019.

Fornecemos uma série de benefícios a nossos empregados. O mais significativo é o patrocínio, pela Companhia, da Fundação Copel de Previdência e Assistência Social (a “Fundação Copel”), que suplementa a aposentadoria concedida pelo governo federal e os benefícios na área de saúde disponíveis para nossos empregados. Em 31 de dezembro de 2020, aproximadamente 99% dos nossos empregados tinham optado por participar de um plano de contribuição definida.

De acordo com a legislação federal e a nossa política de remuneração, nossos empregados participam de um plano de participação nos lucros. A quantia, estabelecida mediante acordo entre nós e uma comissão de empregados, está sujeita à aprovação do Conselho de Administração e dos acionistas. O recebimento de participação nos lucros pelos empregados está condicionado à consecução de certos objetivos descritos no acordo mencionado acima, confirmados em nossas demonstrações financeiras publicadas ao fim do exercício. O montante de distribuições de participação nos lucros provisionado e aprovado para o exercício fiscal de 2020 (incluindo a Compagas) foi de R\$416,9 milhões. O montante de distribuições de participação nos lucros provisionado e aprovado para o exercício fiscal de 2019 (incluindo a Compagas) foi de R\$155,5 milhões. Os termos do acordo de participação nos lucros estão atualmente sendo revisados e renegociados para anos futuros.

Em 2020, tínhamos dois Programas de Demissão Incentivada (“PDI”). O primeiro foi lançado em 1º de outubro de 2020 em duas etapas:

- Fase 1: Elegibilidade dos empregados das áreas técnicas e operacionais, desde que tenham benefício de aposentadoria concedido ou pedido de benefício protocolado no INSS, ou estejam na Copel há pelo menos 25 anos e idade de 55 anos. As adesões para esta fase ocorreram entre 1º de outubro e 15 de outubro de 2020, e os desligamentos dos funcionários que aderiram ao PDI nesta Fase 1 ocorreram em 15 de novembro de 2020; e
- Fase 2: Elegibilidade dos empregados das demais áreas, cargos e funções, desde que tenham

benefício de aposentadoria concedido ou pedido de benefício protocolado no INSS ou estejam na Copel há, no mínimo, 25 anos e idade de 55 anos. As adesões para esta fase ocorreram entre 1º de novembro e 15 de novembro de 2020, e os desligamentos dos funcionários que aderiram ao PDI nesta Fase 2 ocorreram em 1º de dezembro de 2020.

Ao longo de todo o programa, ocorreram 311 desligamentos em 2020, no valor de R\$35,4 milhões em indenizações trabalhistas.

O segundo programa foi direcionado aos colaboradores lotados no Call Center da Copel Distribuição, que atuam nas funções de Monitor de Call Center, Monitor de Suporte de Call Center e call center.

Dos 375 empregados elegíveis, 169 empregados aderiram ao PDI, o que representa um custo estimado de R\$25,3 milhões com verbas rescisórias e uma redução potencial de R\$9 milhões nos custos anuais a partir de 2022, já que os desligamentos devem ocorrer entre 15 de julho de 2021 e 15 de setembro de 2021, de acordo com as regras do programa.

Com a conclusão deste programa e considerando os resultados do penúltimo PDI, concluído em 01 de dezembro de 2020 com o desligamento de 311 colaboradores, a Companhia encerra 2020 com a adesão de 480 colaboradores aos programas de incentivo ao desligamento, equivalente a uma redução de 6,9 % no quadro de funcionários em setembro de 2020 (7.006 funcionários). As indenizações estão estimadas em R\$ 61,9 milhões, enquanto a redução potencial de custos é estimada em R\$ 68,1 milhões a partir de 2021, valor que sobe para R\$ 77,1 milhões a partir de 2022, quando já são percebidos os efeitos do Call Center PDI. Adicionalmente, o PDI o saldo reconhecido em 2020 é de R\$ 66,9 milhões (conforme NE 32.2).

Em 12 de fevereiro de 2020, o Conselho de Administração aprovou a implementação, na Copel e em suas subsidiárias integrais, de um programa de incentivo de curto prazo denominado Programa de Incentivo por Desempenho, ou Prêmio Por Desempenho (“PPD”), voltado para o alinhamento de esforços em diferentes organizações níveis aos objetivos estratégicos da empresa.

O programa valoriza a consistência técnica e leva em consideração as melhores práticas do mercado. Foi desenvolvido com o apoio da Fundação Instituto de Administração - FIA, consultoria especializada em projetos de modernização da gestão de pessoas tanto para o setor privado como para empresas estatais.

Com isso, a Copel aprimora sua estratégia de gestão baseada em metas e aprimora sua cultura baseada no mérito, alinhando-se assim à consecução de seu plano estratégico. Mantendo os valores da empresa, a implementação do programa reflete o compromisso da administração da Copel com a melhoria da eficiência operacional do grupo e com os mais altos padrões de governança corporativa, fortalecendo os pilares que sustentam o crescimento sustentável e a longevidade do negócio.

PARTICIPAÇÃO ACIONÁRIA

Em 31 de março de 2021, nossos conselheiros e diretores, coletivamente, detinham, direta ou indiretamente, menos de 0,01% de nossas ações de qualquer classe.

A tabela a seguir demonstra o número de ações detidas por conselheiros, diretores e membros dos conselhos fiscais em 31 de março de 2021. Nenhum outro conselheiro, diretor, membro ou suplente do conselho fiscal detinha ações da companhia em 31 de março de 2021.

	Quantidade de ações ¹		
	Ordinárias	Class A	Ordinárias
Membros do Conselho de Administração			
Marcel Martins Malczewski	-	-	-
Daniel Pimentel Slaviero	-	-	-
Marco Antônio Barbosa Cândido	-	-	-
Carlos Biedermann	-	-	-
Gustavo Bonini Guedes			
Luiz Claudio Maia Vieira			
Leila Abraham Loria			
Olga Stankevicius Colpo			
Adriana Angela Antonioli			
Diretores			
Daniel Pimentel Slaviero	-	-	-
Ana Letícia Feller	-	-	-
Adriano Rudek de Moura	-	-	-
Cassio Santana da Silva	-	-	-
Eduardo Vieira de Souza Barbosa	-	-	-
Vicente Loíacono Neto	-	-	-
David Campos			
Membros do Conselho Fiscal			
Demetrius Nichele Macei	-		-
Harry Françóia Júnior	-	-	-
José Paulo da Silva Filho	-	-	-
Roberto Lamb	-	-	-
Letícia Pedercini Issa Maia	20	-	20
Membros do Conselho Fiscal – Suplentes			
Emir Calluf Filho ⁽²⁾	-	-	-
João Luiz Giona Junior	-	-	-
Otamir Cesar Martins	-	-	-
Estevão de Almeida Accioly	-	-	-
Gilberto Pereira Issa	-	-	-

⁽¹⁾ Considera o desdobramento de ações.

⁽²⁾ Emir Calluf Filho renunciou em 24 de julho de 2020.

Não dispomos de nenhum plano de incentivos baseado em ações para funcionários.

Item 7. Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas

ACIONISTA MAJORITÁRIO

Desde 1954, o Estado do Paraná possui a maioria das nossas ações ordinárias e exerce o controle da Copel. Em 31 de dezembro de 2018, o Estado do Paraná detinha diretamente 58,6% das ações ordinárias. O Estado do Paraná não tem nenhum direito de voto diferente, porém, contanto que detenha a maioria de nossas Ações Ordinárias, terá o direito de eleger a maioria de nossos conselheiros.

Em 31 de dezembro de 2020, o BNDESPAR detinha diretamente 26,41% das ações ordinárias. O acordo de acionistas firmado em 22 de dezembro de 1998 entre o Estado do Paraná e o BNDESPAR, posteriormente alterado em 29 de março de 2001, foi encerrado em 21 de dezembro de 2018.

Em 11 de março de 2021, em Assembleia Geral Extraordinária, os acionistas da Copel aprovaram o desdobramento de nossas ações, nos termos da Lei das Sociedades por Ações, na proporção de uma ação para dez ações, de forma que para cada uma ação de emissão da Companhia, seriam creditadas nove novas ações da mesma classe e espécie (o "Desdobramento de Ações").

A tabela a seguir, que considera o desdobramento de ações, apresenta certas informações sobre a titularidade de nossas ações ordinárias em 31 de dezembro de 2020:

Acionista	Ações ordinárias	
	(milhares)	(% do total)
Estado do Paraná	850.286	58,6
BNDESPAR	382.988	26,4
Eletrobras	15.308	1,1
Em circulação – ADRs	1.163	0,1
Em circulação – B3 (Brasil, Bolsa, Balcão)	197.201	13,6
Outros	3.364	0,2
Membros do Conselho de Administração e Diretores, em conjunto ⁽¹⁾	-	-
Total	1.450.310	100,0

⁽¹⁾ Em 31 de dezembro de 2020, nossos conselheiros e diretores detinham um total de 20 ações ordinárias.

A tabela seguinte apresenta informações relativas à propriedade de nossas ações classe B em 31 de dezembro de 2020:

Acionista	Ações Classe B	
	(milhares)	(% do total)
Estado do Paraná	-	-
BNDESPAR	272.820	21,3
Eletrobras	-	-
Negociadas como ADSs	233.148	18,1
Negociadas na B3 (Brasil, Bolsa, Balcão)	774.780	60,4
Outros	2.227	0,2
Membros do Conselho de Administração e Diretores, em conjunto	-	-
Total	1.282.975	100,0

Em 31 de março de 2021, 0,84% das ações ordinárias e 20,04% das ações classe B pertenciam a 274 portadores residentes nos Estados Unidos e registrados no mercado B3 (Brasil, Bolsa, Balcão). Na mesma data, as ADSs representavam 0,08% das ações ordinárias e 22,14% das ações classe B e, juntas, aproximadamente 10,42% de nosso capital social total. Nos últimos três exercícios fiscais, não tivemos alterações no valor de nosso capital social emitido ou nos direitos de voto de nossas ações.

TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Realizamos transações, incluindo compra e venda de energia elétrica, com nossos principais acionistas e com nossas coligadas. As tarifas que cobramos sobre a energia elétrica vendida a partes relacionadas são aprovadas pela ANEEL, e os montantes não são significativos. Também fornecemos garantias no contexto de operações de financiamento e contratos de compra de energia firmados por nossas subsidiárias no curso normal dos negócios. Para mais informações, consulte a nota 36 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Transações com Acionistas

Segue abaixo um resumo das transações mais significativas com nossos principais acionistas:

Governo do Estado do Paraná

A Administração da Companhia e o Governo do Estado do Paraná formalizaram em 31 de outubro de 2017 o quinto aditivo ao contrato de renegociação da Conta de Compensação de Receitas e Perdas - CRC. O Estado do Paraná cumpriu os termos acordados e efetuou os pagamentos dos juros mensais até dezembro de 2017. Com o término do período de carência, o Estado do Paraná cumpriu os pagamentos nos termos acordados, restando 52 parcelas mensais a serem pagas. O saldo do contrato é atualizado pela variação do IGP-DI e juros anuais de 6,65%.

BNDES e BNDESPAR

O BNDESPAR é uma subsidiária integral do BNDES, detém 26,4% de nossas ações ordinárias. O BNDES concedeu empréstimos à Copel para financiar a construção das instalações de geração e transmissão e tanto o BNDES quanto o BNDESPAR adquiriram debêntures emitidas pela Compagas e todas as debêntures emitidas pela Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus IV e Parque Eólico Ventos de Santo Uriel, que são nossas subsidiárias

Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos um total de R\$2.559,3 milhões em dívidas em aberto com o BNDES e a BNDESPAR sob essas operações de financiamento. Para obter informações adicionais, consulte as Notas 21, 22 e 36 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas, bem como o “Item 5. Revisão e Perspectivas Operacionais e Financeiras - Liquidez e Recursos de Capital”.

Transações com Coligadas

Temos contratos de serviços de operação e manutenção, contratos de conexão do sistema de transmissão e contratos de uso do sistema de transmissão com nossas Joint Ventures e, também, contratos de serviços de operação e manutenção, conexão aos contratos do sistema de transmissão e contratos de compra e venda de energia firmados com nossas Afiliadas, conforme descrito na Nota 36 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas. Também temos valores de dividendos a receber dessas investidas, conforme apresentado na mesma nota.

Transações com outras partes relacionadas

Fundação Copel

A Fundação Copel é um fundo de pensão fechado patrocinado pela Copel, Compagas e outras entidades que administra e opera planos de benefícios, previdência e assistência social. Em 2020, a Copel efetuou pagamentos à Fundação Copel referentes a aluguéis e despesas com planos de previdência e previdência. Para obter mais informações, consulte as notas 23 e 36 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Transações com a equipe de Administração-chave

As taxas e encargos previdenciários e as despesas com planos de pensão e saúde com a Administração estão apresentados nas Notas 32.2 e 23.3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Item 8. Informações Financeiras

Vide páginas F-1 a F-138.

A. Informação Financeira Consolidada

Vide “Item 3. Informações Chave - Dados Financeiros Seleccionados”, “Item 5. Revisão e Perspectivas Operacionais e Financeiras - Visão Geral” e “Item 18. Demonstrações Financeiras.”

AÇÕES JUDICIAIS

Estamos atualmente sujeitos a diversos processos de natureza civil, administrativa, trabalhista e tributária. Nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas incluem apenas provisões quando a Companhia tem uma obrigação presente (legal ou construtiva) resultante de um evento passado; é provável (ou seja, mais provável do que improvável) que uma saída de recursos que incorporem benefícios econômicos seja necessária para liquidar a obrigação; e uma estimativa confiável pode ser feita do montante para liquidar a obrigação. Em 31 de dezembro de 2020, nossas provisões para esses riscos eram de R\$ 1.555,7 milhões. No entanto, é possível que alguns montantes efetivamente pagos sejam diferentes das estimativas feitas no reconhecimento dessas provisões devido a determinações de julgamentos finais e/ou liquidações da causa.

Em 31 de dezembro de 2020, estimamos que o valor total de ações contra nós, excluindo disputas envolvendo ações não monetárias ou ações que não podem ser avaliadas na sua fase atual, para os quais nenhuma provisão foi feita, era de aproximadamente R\$ 5.206,8 milhões, dos quais R\$ 345,1 milhões correspondem a reclamações trabalhistas; R\$ 9,2 milhões para benefícios a empregados; R\$ 1.159,0 milhões para reclamações regulatórias; R\$ 3.116,9 milhões com ações cíveis; e R\$ 576,6 milhões em reclamações tributárias. Para obter mais informações, consulte a Nota 29 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Ações Relativas a Impostos e Contribuições Sociais

No segundo semestre de 2010, duas ações judiciais foram julgadas pelo Tribunal Regional Federal em favor do governo federal, revertendo julgamento anterior que reconhecia a imunidade da Copel ao pagamento de COFINS. Como resultado desse julgamento, a Receita Federal lavrou auto de infração exigindo o pagamento de COFINS relativo ao período de agosto de 1995 a dezembro de 1996. Em 31 de dezembro de 2020, havíamos provisionado R\$ 107,1 milhões para cobrir perdas prováveis relativas a essas ações.

Além disso, somos parte em processos administrativos e judiciais em que questionamos exigências das autoridades da Previdência Social brasileira para pagar contribuições de segurança adicionais para o período entre 2000 e 2006. Nesses processos, estimamos o valor de nossa perda esperada em R\$ 29,4 milhões.

Ações Trabalhistas

Somos réus em várias ações trabalhistas impetradas por empregados atuais ou ex-empregados da Copel, relativas a horas extras, condições perigosas de trabalho, transferências e outras questões. Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos uma provisão de R\$596,2 milhões para cobrir perdas prováveis relativas a essas ações.

Ações Regulatórias

Estamos questionando certas medidas regulatórias e legais relativas às alegações da ANEEL de que violamos os padrões regulatórios. Estabelecemos uma provisão de R\$88,7 milhões em 31 de dezembro de 2020 para cobrir perdas prováveis relativa a essas ações.

Outras Ações

Somos parte em várias ações judiciais relativas a acidentes envolvendo equipamentos usados em nossas redes de transmissão e distribuição de energia elétrica, acidentes com veículos (para mais informações, vide a Nota 29.1.2(e) das demonstrações financeiras consolidadas auditadas). Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos uma provisão de R\$387,9 milhões para cobrir perdas prováveis relativas a essas ações.

Também somos parte em várias ações impetradas por proprietários de terras cujas propriedades foram afetadas por nossas linhas de transmissão e distribuição. Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos uma provisão de R\$245,4 milhões para cobrir perdas prováveis relativa a essas ações.

PAGAMENTO DE DIVIDENDOS

De acordo com o nosso Estatuto Social e a Lei das Sociedades Anônimas, pagamos regularmente dividendos anuais para cada exercício fiscal dentro de 60 dias depois de sua declaração na Assembleia Geral Ordinária dos Acionistas. Na medida em que haja valores disponíveis para distribuição, somos obrigados a distribuir como dividendos obrigatórios um valor agregado igual a pelo menos 25,0% do lucro líquido ajustado. Os dividendos são alocados de acordo com a fórmula descrita em “Prioridade de Dividendos das Ações Classe A e Ações Classe B” abaixo. Pela Lei das Sociedades Anônimas brasileira, não podemos suspender o dividendo obrigatório devido com relação às Ações Ordinárias, às Ações Classe A e às Ações Classe B em qualquer exercício. A legislação societária brasileira permite, porém, que uma companhia suspenda o pagamento de todos os dividendos se o Conselho de Administração, com a aprovação do Conselho Fiscal, informar à Assembleia Geral dos Acionistas que a distribuição seria prejudicial à situação financeira da Companhia. Nesse caso, as companhias com ações negociadas em bolsa devem apresentar um relatório à CVM contendo as razões para a suspensão do pagamento de dividendos. Apesar do exposto acima, a Lei das Sociedades Anônimas e nosso Estatuto Social preveem que as Ações Classe A e as Ações Classe B adquirirão direito de voto se suspendermos o pagamento do dividendo obrigatório por mais de três anos consecutivos e que esse direito de voto persistirá até que todos os pagamentos de dividendos, incluindo pagamentos vencidos, tenham sido feitos. Não estamos sujeitos a nenhuma limitação contratual à nossa capacidade de pagar dividendos.

De acordo com nossa política de dividendos, podemos distribuir dividendos regulares anuais superiores ao mínimo obrigatório de 25%, seguindo certas diretrizes relacionadas ao nosso Índice de Alavancagem Financeira, definido como a relação entre dívida líquida e juros, impostos, depreciação e amortização:

- Se nosso Índice de Alavancagem Financeira for inferior a 1,5x, devemos distribuir 65% de nosso lucro líquido ajustado.
- Se nosso Índice de Alavancagem Financeira estiver entre 1,5x e 2,7x, devemos distribuir 50% de nosso lucro líquido ajustado.
- Se nosso Índice de Alavancagem Financeira for superior a 2,7x, devemos distribuir o mínimo obrigatório de 25% de nosso lucro líquido ajustado.

Qualquer distribuição de dividendos acima do valor mínimo de 25% de nosso lucro líquido ajustado é restrita ao Fluxo de Caixa Disponível do mesmo ano, definido como o fluxo de caixa operacional menos o fluxo de caixa líquido usado para investimento.

Cálculo do Lucro Líquido Ajustado

Dividendos anuais são descontados de nosso lucro líquido ajustado para o exercício fiscal correspondente. A Lei das Sociedades Anônimas brasileira define “lucro líquido” para qualquer exercício fiscal como o resultado de tal exercício depois da dedução do imposto de renda e das contribuições sociais de tal exercício e depois da dedução de eventuais montantes alocados à participação dos empregados e dos diretores no resultado de tal exercício. O “lucro líquido” para um dado exercício fiscal está sujeito a ajuste pela adição ou subtração de montantes alocados à reserva legal e a outras reservas, resultando no que chamamos de lucro líquido ajustado.

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas do Brasil, devemos manter uma reserva legal, à qual devemos alocar um mínimo de 5% do nosso lucro líquido de cada exercício fiscal até que tal reserva alcance um montante igual a 20,0% de nosso capital acionário (calculado de acordo com a Lei das Sociedades Anônimas do Brasil). Não somos obrigados, entretanto, a alocar quaisquer montantes à nossa reserva legal em exercícios fiscais em que a reserva legal, quando somada às nossas outras reservas de capital estabelecidas, exceder 30,0% de nosso capital total. Os montantes a serem alocados a tal reserva devem ser aprovados por nossos acionistas em assembleia e podem ser usados apenas para o aumento do capital social ou para a compensação de prejuízos.

Em 31 de dezembro de 2020, nossa reserva legal era de R\$ 1.209,5 milhões, ou aproximadamente

11,2% de nosso capital social naquela data.

Além da dedução de importâncias para a reserva legal, pela Lei das S.A. o lucro líquido pode também ser ajustado mediante dedução de importâncias alocadas a:

- a reserva de contingências: sob a Lei das S.A., nossa assembleia de acionistas, mediante proposta justificada de nosso Conselho de Administração ou de nossa Diretoria, pode decidir alocar um percentual de nosso lucro líquido a uma reserva de contingências para perdas previstas e consideradas prováveis em exercícios futuros, cujo valor pode ser estimado;
- a reserva de incentivos fiscais: sob a Lei das S.A., nossa assembleia de acionistas, mediante proposta justificada de nosso Conselho de Administração ou de nossa Diretoria, pode decidir alocar um percentual de nosso lucro líquido resultante de doações ou subsídios governamentais para fins de investimento.

Por outro lado, o lucro líquido também pode ser aumentado:

- pela reversão de montantes anteriormente alocados a uma reserva de contingências no exercício fiscal em que a perda prevista não ocorre como estimado ou em que a perda prevista ocorre mas é inferior à contingência alocada; e
- por quaisquer montantes incluídos na reserva de lucros não realizados que foram realizados no exercício fiscal em questão e que não foram usados para compensar perdas, conforme aprovado por nossa assembleia de acionistas, mediante proposta de nosso Conselho de Administração ou de nossa Diretoria.

Além disso, nossos lucros líquidos também são ajustados adicionando-se a realização de valores registrados em “Ajustes de avaliação patrimonial”. A conta “Ajustes de Avaliação Patrimonial” foi criada como resultado da adoção inicial do IFRS pela Copel em 2010, que causou uma reavaliação do valor justo de certos ativos fixos e a adoção do valor justo como seu “custo considerado” naquele momento. O aumento do custo atribuído dos ativos fixos leva a um aumento dos custos de depreciação. Dessa forma, nossa administração decidiu agregar ao lucro líquido ajustado a realização dos “Ajustes de Avaliação Patrimonial” para compensar os efeitos do aumento dos custos de depreciação. Este procedimento está autorizado pelo ICPC 10 (Interpretação do Comitê de Pronunciamento Contábil). Em 2020, nosso lucro líquido ajustado usado para calcular nossos dividendos foi aumentado em R\$59,6 milhões como resultado da referida realização.

Os montantes disponíveis para distribuição são determinados com base em demonstrações financeiras legais preparadas utilizando-se o método exigido pela Lei das S.A. brasileira, que difere de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas incluídas neste Relatório.

Prioridade de Dividendos das Ações Classe A e Classe B

De acordo com o nosso Estatuto, as ações classe A e classe B fazem jus a dividendos anuais mínimos não cumulativos pelo menos 10% maiores que os dividendos por ação pagos aos portadores de ações ordinárias. As ações classe A têm prioridade para recebimento de dividendos sobre as ações classe B, e as ações classe B têm prioridade sobre as ações ordinárias. Na medida em que os dividendos sejam pagos, devem ser pagos na seguinte ordem:

- primeiro, os portadores de ações classe A têm direito de receber dividendos mínimos iguais a 10% do capital acionário total representado pelas ações classe A existentes ao final do exercício fiscal em relação ao qual os dividendos estão sendo declarados;
- segundo, na medida em que haja montantes adicionais a serem distribuídos após todos os montantes alocados às ações classe A terem sido pagos, os portadores de ações classe B têm direito de receber dividendos mínimos por ação iguais (i) ao dividendo obrigatório dividido pelo (ii) número total de ações classe B existente ao final do exercício fiscal em relação ao qual os dividendos estão sendo declarados; e
- terceiro, na medida em que haja montantes adicionais a serem distribuídos após todos os

montantes alocados às ações classe A e às ações classe B terem sido pagos, os portadores de ações ordinárias têm direito de receber uma importância por ação igual (i) à distribuição obrigatória dividida pelo (ii) número total de ações ordinárias existente ao final do exercício em relação ao qual os dividendos tenham sido declarados, desde que os portadores de ações classe A e classe B recebam dividendos pelo menos 10% maiores que os dividendos por ação pagos aos portadores de ações ordinárias.

Na medida em que haja montantes adicionais a serem distribuídos depois de todos os montantes descritos nos itens precedentes e na forma neles descrita terem sido pagos, tais montantes adicionais deverão ser divididos igualmente entre todos os nossos acionistas.

Pagamento de Dividendos

Somos obrigados a realizar uma assembleia geral ordinária de acionistas até 30 de abril de cada ano, na qual, entre outras matérias, dividendos anuais podem ser declarados por decisão dos acionistas com base em recomendação da Diretoria, aprovada pelo Conselho de Administração. O pagamento de dividendos anuais é baseado nas demonstrações financeiras preparadas para o exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro. Pela Lei das S.A. brasileira, devemos pagar dividendos aos acionistas registrados dentro de 60 dias após a data da assembleia de acionistas que declarou os dividendos. Uma resolução dos acionistas pode estabelecer outra data de pagamento, que deve ocorrer antes do fim do ano fiscal em que os dividendos foram declarados. Não somos obrigados a ajustar o montante do capital integralizado pela inflação para o período que vai do final do ano fiscal até a data da declaração ou ajustar o montante dos dividendos pela inflação para o período que vai do final do ano fiscal pertinente até a data de pagamento. Em consequência, o montante dos dividendos pagos aos portadores de ações classe B podem ser substancialmente reduzidos devido à inflação.

De acordo com nosso Estatuto, nossa administração pode declarar dividendos intermediários a serem pagos dos lucros em nossas demonstrações financeiras semestrais aprovadas por nossos acionistas. Qualquer pagamento de dividendos intermediários é descontado do dividendo obrigatório relativo ao exercício em que os dividendos intermediários foram pagos. De acordo com a Lei das S.A. brasileira, podemos pagar juros sobre o capital em vez de dividendos como forma alternativa de efetuar distribuições a acionistas. Podemos tratar um pagamento de juros sobre o capital como despesa dedutível para fins tributários, desde que não exceda o menor entre:

- o produto da (i) taxa de juros de longo prazo (a “TJLP”) com (ii) o patrimônio líquido total (determinado de acordo com a Lei das S.A.) menos certas deduções prescritas pela Lei das S.A.; e
- o maior de (i) 50,0% do lucro líquido corrente (depois da dedução da contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL e antes de serem consideradas tais distribuições e quaisquer deduções de imposto de renda corporativo) para o ano em relação ao qual o pagamento é feito ou (ii) 50,0% dos lucros retidos e das reservas de lucros para o ano anterior ao ano em relação ao qual o pagamento é feito.

Para poder receber montantes remetidos em moeda estrangeira para fora do Brasil, os acionistas que não sejam residentes no Brasil devem registrar-se no Banco Central a fim de receber dividendos, produtos de vendas ou outras importâncias relativas a suas ações. As ações classe B objeto das ADSs são mantidas no Brasil pelo Custodiante, como agente do Depositário, que é o proprietário registrado de nossas ações.

Pagamentos de dividendos em dinheiro e distribuições, se houver, serão efetuados em moeda brasileira ao Custodiante em nome do Depositário, o qual então converterá tais valores em dólares americanos e fará com que esses dólares sejam entregues ao Depositário para distribuição aos portadores de ADSs. No caso de não ser possível ao Custodiante converter imediatamente a importância em moeda brasileira recebida como dividendos em dólares americanos, o montante de dólares americanos devido aos portadores de ADSs pode ser adversamente afetado por desvalorizações da moeda brasileira que ocorram antes de tais dividendos serem convertidos e remetidos. Caso o detentor de uma ADS deixe de recolher os dividendos do Custodiante no prazo de 3 (três) anos, contados a partir da data em que o dividendo tiver sido colocado à disposição, a legislação societária brasileira determina que tais dividendos podem ser devolvidos a nós. Neste caso, o titular de ADS perderá o direito de receber os dividendos.

A tabela abaixo apresenta as distribuições em espécie que pagamos/pagaremos como dividendos e juros sobre o capital próprio nos períodos indicados.

Ano	Data de Pagamento	Distribuição (em milhares de R\$)	Pagamento por ação (R\$)		
			Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B
2014	Junho 2015	622.523	0,21723600	0,25250700	0,23900000
2015	Junho 2016	326.795	0,11371600	0,25250700	0,12547300
2016	Junho 2017	282.947	0,09853900	0,28905000	0,10841000
2016	Dezembro 2017	223.266	0,07792700	-	0,08593200
2017	Agosto 2018	266.000	0,09262400	0,28905000	0,10188700
2017	Agosto 2018	23.401	0,00817700	-	0,00899600
2018	Junho 2019	280.000	0,09751500	0,28905000	0,10727000
2018	Junho 2019	98.542	0,03443500	-	0,03788100
2019	Junho 2020	321.500	0,11211739	0,19732848	0,12334596
2019	Setembro 2020	321.500	0,11211739	0,19732848	0,12334596
2020	A definir	807.500	0,28183240	0,31001564	0,31001564
2020	A definir	210.276	0,07331799	0,14383991	0,08064979
A definir	Abril 2021	1.250.000	0,43627306	0,47990038	0,47990038
A definir	A definir	123.257	0,04301883	0,04732072	0,04732072
A definir	A definir	134.192	0,04683557	0,05151910	0,05151910

A tabela abaixo apresenta as distribuições em espécie que pagamos/pagaremos como dividendos e juros sobre o capital, convertidas em dólares americanos pela taxa de câmbio do fim do exercício, nos períodos indicados.

Ano	Data de Pagamento	Distribuição (em milhares de US\$)	Pagamento por lote de mil ações (US\$)		
			Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B
2014	Junho 2015	234.366	0,08178450	0,09506325	0,08997816
2015	Junho 2016	83.691	0,02912211	0,06466580	0,03213302
2016	Junho 2017	86.818	0,03023503	0,08869013	0,03326378
2016	Dezembro 2017	68.505	0,02391059	-	0,02636679
2017	Agosto 2018	81.618	0,02800000	0,08737908	0,03080018
2017	Agosto 2018	7.074	0,00247189	-	0,00271947
2018	Junho 2019	72.262	0,02516646	0,07459740	0,02768401
2018	Junho 2019	25.431	0,00888691	-	0,00977625
2019	Junho 2020	79.763	0,02781586	0,04895638	0,03060162
2019	Setembro 2020	79.763	0,02781586	0,04895638	0,03060162
2020	A definir	155.387	0,05423296	0,05965625	0,05965625
2020	A definir	40.463	0,01410857	0,02767909	0,01551942
Reserva de lucros	Abril 2021	219.402	0,07657541	0,08423295	0,08423295
Reserva de lucros	A definir	21.634	0,00755074	0,00830582	0,00830582
Reserva de lucros	A definir d	23.554	0,00822066	0,00904272	0,00904272

Item 9. Oferta e Listagem

O principal mercado de negócios para as nossas ações (inclusive as ações classe B) é a B3 (Brasil, Bolsa, Balcão). Nossas ações ordinárias são negociadas na B3 sob a denominação “CPLE3” e nossas ações Classe B são negociadas sob a denominação “CPLE6”. Em 31 de março de 2021, aproximadamente 46.240 acionistas detinham ações Classe B.

Nos Estados Unidos, nossas ações classe B são negociadas na forma de ADSs, cada uma representando uma ação classe B (em razão do grupamento), emitidas pelo Depositário, conforme o Contrato de Depósito entre a Copel, o Depositário e os portadores registrados e usufrutuários ocasionais de ADSs. As ADSs são negociadas na NYSE sob os símbolos “ELP” e “ELPVY”.

Em 19 de junho de 2002, nossas ações passaram a ser listadas no Latibex, um mercado europeu para títulos latino-americanos. As ações são negociadas sob o símbolo “XCOP”.

Item 10. Informações Adicionais

ESTATUTO SOCIAL

Organização

Somos uma companhia de capital aberto devidamente registrada na CVM sob o nº. 1431-1. De acordo com o artigo 1º de nosso Estatuto, estamos autorizados a buscar, diretamente ou através de consórcios em ou parceria com empresas privadas, os seguintes objetivos e propósitos:

- pesquisar e estudar, técnica e economicamente, todas as fontes de energia, fornecendo soluções para o desenvolvimento sustentável;
- pesquisar, estudar, planejar, construir e desenvolver a produção, transformação, transporte, armazenamento, distribuição e comercialização de energia em qualquer de suas formas, principalmente de energia elétrica, assim como combustíveis e matérias primas energéticas;
- estudar, planejar, projetar, construir e operar barragens e seus reservatórios, bem como outros empreendimentos para o aproveitamento múltiplo de recursos hídricos;
- prestar serviços em negócios de energia, de infraestrutura energética, informações e assistência técnica, quanto ao uso racional da energia, à iniciativas empresariais que visem à implantação e desenvolvimento de atividades econômicas de interesse para o desenvolvimento do Estado do Paraná, desde que previamente autorizada pelo Conselho de Administração; e
- desenvolver atividades na área de geração de energia, transmissão de informações eletrônicas, comunicações e controles eletrônicos, de telefonia celular, e outras atividades de interesse para a Copel e para o Estado do Paraná, ficando autorizada para estes fins, desde que previamente autorizada pelo Conselho de Administração, e para os fins previstos nos segundo e terceiro subitens acima, aderir preferencialmente a participações majoritárias ou controle acionário, de consórcios ou companhias com empresas privadas e fundos de pensão e outros entes privados, em licitações de novas concessões e/ou em sociedades de propósito específico já constituídas para a exploração de concessões já existentes, que tenham sido consideradas, além das características gerais dos projetos, os respectivos impactos sociais e ambientais.

Exceto como descrito nesta seção, nosso Estatuto não contém disposições relativas aos deveres, poderes e responsabilidades dos conselheiros e da direção, os quais são estabelecidos pela Lei das Sociedades Anônimas do Brasil.

Qualificação dos Conselheiros

Os diretores indicados devem cumprir os requisitos legais estabelecidos na Lei Federal nº 13.303/2016, particularmente as menções em seu artigo 17 e na Lei Federal nº 6.404/1976. Além disso, de acordo com a Lei Federal nº 13.303/2016 e com nosso Estatuto Social, nosso Conselho de Administração incluirá obrigatoriamente, no mínimo, (i) três membros independentes ou não menos que 25% dos membros de nosso Conselho de Administração, (ii) três a cinco membros que atendam aos requisitos para membros do Conselho Fiscal, (iii) dois membros indicados por acionistas minoritários que detiveram ações com direito a voto, caso não elessem número superior por meio de voto múltiplo, (iv) um membro indicado pelos acionistas titulares de ações preferenciais, representando, no mínimo, 10% do capital social total da Copel, e (v) um membro indicado pelo funcionários. Dentre os membros descritos no item (ii) acima, pelo menos um deverá ter, obrigatoriamente, reconhecida experiência profissional em matéria de contabilidade societária para fazer parte do Conselho Fiscal.

Limitações aos Poderes de Conselheiros e Diretores

Pela Lei das S.A., se um conselheiro ou diretor tiver um conflito de interesses com a companhia em relação a qualquer transação proposta, esse conselheiro ou diretor não pode votar em qualquer decisão do Conselho de Administração ou da Diretoria relativa a essa transação e deve revelar a natureza e a dimensão do

interesse em conflito para que sejam transcritas na ata da reunião. Conselheiros e diretores não podem fazer nenhum negócio com uma empresa, incluindo a aceitação de empréstimos, exceto sob termos e condições razoáveis e justos para a Companhia e que sejam idênticos aos termos e condições prevalecentes no mercado ou oferecidos por terceiros. De acordo com nosso Estatuto, os acionistas determinam a remuneração agregada a ser paga aos conselheiros e aos diretores.

Para maiores informações, ver o “Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados”. Nosso Estatuto não fixa nenhum limite de idade para aposentadoria compulsória.

Conselho de Administração e Diretoria

De acordo com nosso estatuto social, somos administrados por um Conselho de Administração composto por nove membros e uma Diretoria Executiva composta por seis a sete membros. Nosso Conselho de Administração se reúne ordinariamente uma vez por mês e é responsável, entre outras coisas, por: (i) estabelecer nossa estratégia corporativa; (ii) definir a orientação geral de nossos negócios; (iii) definir as responsabilidades dos membros de nossa Diretoria Executiva; e (iv) eleger os membros de nossa Diretoria. Nossa Diretoria Executiva se reúne a cada duas semanas e é responsável pela gestão diária da Companhia. Cada Diretor Executivo também tem responsabilidades individuais estabelecidas por nosso estatuto.

Os membros de nosso Conselho de Administração, de nossa Diretoria, de nosso Conselho Fiscal e de nossos comitês estatutários serão responsáveis por quaisquer perdas ou danos decorrentes do desempenho de suas funções, observada a legislação aplicável. Não obstante, devemos assegurar, desde que não surja conflito com os nossos próprios interesses, assistência jurídica aos membros ou ex-membros de órgãos estatutários em processos judiciais e administrativos instaurados por terceiros, durante ou após a sua gestão, para o desempenho das funções de seus cargos, de acordo com os termos e disposições de nosso Estatuto Social.

Para mais informações, veja os Itens 6 - “Conselheiros, Diretores e Empregados - Conselho de Administração” e “Conselheiros, Diretores e Empregados - Diretoria”.

Assembleias Gerais de Acionistas

A convocação de assembleias gerais de acionistas é feita mediante publicação de edital em dois jornais, conforme determinado pela Assembleia Geral de Acionistas anterior. Geralmente, publicamos esse edital no *Diário Oficial do Estado – PR* e na *Folha de Londrina*. De acordo com a Lei das S.A. brasileira, as publicações devem ser feitas no jornal oficial do Estado em que se encontra nossa sede, em um jornal de grande circulação localizado na mesma cidade que nossa sede. O edital deve ser publicado pelo menos três vezes, com início pelo menos 30 dias corridos antes da data marcada para a assembleia.

Para que uma assembleia de acionistas seja realizada na primeira convocação, os acionistas que representem pelo menos um quarto do capital votante devem estar presentes, exceto quando previsto de outra forma pela legislação brasileira. Se esse quórum não for verificado, uma segunda reunião poderá ser convocada mediante convocação pelo menos 8 dias corridos antes de tal reunião e de acordo com as mesmas regras de publicação anteriormente descritas. Os requisitos de quórum não se aplicarão a uma segunda reunião, sujeita ao quórum mínimo e requisitos de votação para determinadas questões, conforme discutido abaixo. Um acionista sem direito a voto poderá participar de uma assembleia geral de acionistas e participar da discussão de matérias submetidas à consideração.

Um acionista poderá ser representado em uma assembleia geral por um procurador constituído de acordo com a legislação brasileira aplicável há menos de um ano da data da assembleia. Tal procurador deverá ser acionista ou administrador da companhia, advogado ou instituição financeira.

Direito de Retirada

Nossas ações ordinárias e ações preferenciais não são resgatáveis, com a exceção de acionista dissidente, que tem, sob certas condições previstas na Lei das Sociedades por Ações, o direito de retirar sua participação acionária da companhia e receber um pagamento pela parcela do patrimônio líquido atribuível à sua participação acionária.

Direito de Ações Preferenciais

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas brasileira, cada ação preferencial de uma classe que seja admitida para negociação nas bolsas de valores brasileiras deve ter certos direitos previstos pelo estatuto da Companhia. Nosso Estatuto está em conformidade com as diretrizes da Lei das Sociedades Anônimas brasileira, da seguinte maneira: (i) nossas ações classe A terão prioridade na distribuição de dividendos mínimos de 10% ao ano, *pro rata*, calculados como porcentagem do capital integralizado representado por tais ações no dia 31 de dezembro do ano fiscal precedente; (ii) nossas ações classe B terão prioridade na distribuição de dividendos mínimos, *pro rata*, em montante equivalente a 25,0% de nosso lucro líquido, ajustado de acordo com o artigo 202 da Lei nº 6.404/76, calculados como proporção do capital integralizado representado por tais ações no dia 31 de dezembro do exercício fiscal precedente; (iii) os dividendos previstos no item “ii” acima para as ações classe B deverão ser pagos apenas com lucros remanescentes após o pagamento dos dividendos prioritários para as ações classe A; (iv) os dividendos a serem pagos por ação preferencial, independentemente de classe, deverão ser pelo menos 10% maiores que os dividendos pagos por ação ordinária; e (v) as ações preferenciais adquirirão direito a voto se, durante três exercícios sociais consecutivos, deixarmos de pagar um dividendo fixo ou mínimo ao qual as ações preferenciais têm direito. Para mais informações sobre nossa política de dividendos, consulte o “Item 8, Informações Financeiras”.

Direito a voto

Como regra geral, somente nossas Ações Ordinárias têm direito a voto e cada ação corresponde a um voto. Os detentores de ações preferenciais adquirem o direito de voto se, durante três exercícios sociais consecutivos, deixarmos de pagar um dividendo fixo ou mínimo ao qual as ações preferenciais têm direito. Se um detentor de ações preferenciais adquirir direito de voto dessa maneira, tais direitos serão idênticos aos direitos de voto de um detentor de Ações Ordinárias e continuarão até que o dividendo seja pago.

Direito de preferência

Nossos acionistas têm um direito geral de preferência para subscrever ações em qualquer aumento de capital na proporção de sua participação acionária, conforme previsto na Lei das Sociedades Anônimas. Um período mínimo de 30 dias após a publicação do aviso de aumento de capital é assegurado para o exercício do direito, sendo o direito é transferível. Podemos emitir ações até o limite do capital autorizado, excluindo o direito de preferência dos acionistas, conforme previsto na Lei das Sociedades Anônimas e em nosso estatuto social.

Liquidação

No caso de liquidação da Companhia, após todos os credores terem sido pagos, todos os acionistas participarão igual e proporcionalmente de quaisquer ativos residuais remanescentes.

Responsabilidade dos Acionistas por Novas Chamadas de Capital

Nem a Lei das Sociedades Anônimas brasileira nem o nosso Estatuto dispõem sobre chamadas de capital. A responsabilidade do acionista é limitada ao pagamento do preço de emissão das ações subscritas ou adquiridas.

Direitos de conversão

Nosso estatuto prevê que a única conversão permitida de ações é de ações classe A para ações classe B. Nossas ações não são conversíveis de outra forma.

Forma e Transferência

Nossas ações são mantidas como registro contábil com um agente de transferência (“Agente de Transferência”). Para efetuar transferência de ações, o Agente de Transferência promove uma entrada no registro, com débito para a conta de ações do transferente e crédito para a conta de ações daquele para quem as ações foram transferidas.

As transferências de ações por investidor estrangeiro são feitas da mesma maneira e executadas pelo agente local do investidor em nome do investidor. Contudo, se o investimento original foi registrado no Banco Central de acordo com um mecanismo de investimentos estrangeiros regulamentado pela Resolução 4.373 de 29 de setembro de 2014, do Conselho Monetário Nacional (“Resolução 4.373”) como descrito em “Controles de Câmbio” abaixo, o investidor estrangeiro deve declarar a transferência em seu registro eletrônico.

Os acionistas podem escolher, a seu arbítrio individual, manter suas ações por meio da B3. As ações são acrescentadas ao sistema da B3 por intermédio de instituições brasileiras que tenham contas de compensação na B3. O nosso registro de acionistas indica quais as ações que estão registradas no sistema da B3. Cada acionista participante deve, por sua vez, registrar-se num registro de acionistas usufrutuários mantido pela B3 e é tratado como os demais acionistas registrados.

Mudanças nos direitos dos acionistas

A Assembleia Geral de Acionistas deverá ser realizada sempre que a Companhia pretenda alterar os direitos dos titulares de nossas ações ordinárias ou preferenciais. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, as alterações propostas deverão ser aprovadas pela maioria dos acionistas que serão afetados. Determinadas alterações relacionadas aos direitos das ações preferenciais, tais como mudanças nas preferências, vantagens ou condições de resgate ou amortização, podem resultar no exercício de direitos de retirada pelos titulares das ações afetadas.

Regulamentos e Restrições relativos a Investidores Estrangeiros

Não há restrições legais quanto à posse de ações ordinárias, ações classe A, ações classe B ou ADSs por investidores estrangeiros. A capacidade de converter em moeda estrangeira pagamentos de dividendos e produtos de vendas de ações classe B ou direitos de preferência e de remeter essas importâncias para fora do Brasil está sujeita a restrições sob a legislação de investimentos estrangeiros, que geralmente requer, entre outras medidas, o registro do investimento pertinente no Banco Central. Qualquer investidor estrangeiro que se registre na CVM de acordo com a Resolução nº 4.373 do CMN pode comprar e vender títulos mobiliários em bolsas de valores brasileiras sem obter um certificado de registro separado para cada transação.

O Anexo II da Resolução nº 4.373 do CMN (o “Regulamento do Anexo II”) permite que empresas brasileiras emitam *depository receipts* em mercados estrangeiros. O nosso programa de ADS está devidamente registrado no Banco Central e na CVM. O nosso Estatuto não impõe nenhuma limitação aos direitos de residentes no Brasil ou de não residentes de possuir nossas ações e de exercer os direitos inerentes a elas.

Divulgação de Participação Acionária

Segundo os regulamentos brasileiros, qualquer pessoa ou grupo de pessoas representando a mesma participação que realize negociações relevantes envolvendo ações ou valores mobiliários emitidos por empresa com ações negociadas em bolsa deve divulgar sua propriedade acionária ao diretor de relações com investidores, que, por sua vez, fornecerá tal informação à CVM e às bolsas de valores em que as ações são negociadas. Uma negociação relevante é definida como uma transação pela qual a participação direta ou indireta das pessoas mencionadas acima atinge uma participação societária correspondente a 5% ou seus múltiplos (10%, 15%, e assim por diante), de uma espécie ou classe de ações representativas do capital social da empresa. Qualquer aumento ou redução subsequente de 5%, ou seus múltiplos, na propriedade de ações de qualquer classe deve da mesma forma ser divulgado. A mesma obrigação se aplica à aquisição de quaisquer direitos sobre as ações e outros valores mobiliários mencionados na regulamentação aplicável e à execução de quaisquer instrumentos financeiros derivativos referenciados em ações. Se tal aumento resultar em mudança de controle corporativo ou estrutura administrativa, ou se o aumento impuser uma oferta pública, além de informar o diretor de relações com investidores, uma declaração contendo certas informações necessárias deve ser publicada em jornais de ampla circulação no Brasil.

Arbitragem

Conforme previsto em nosso Estatuto Social, nós, nossos acionistas, conselheiros, diretores e

membros do conselho fiscal resolveremos por meio de arbitragem qualquer disputa ou conflito que possa surgir entre eles, em relação, entre outros, à aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e efeitos correspondentes das disposições de nosso Estatuto Social, da legislação aplicável em vigor, das normas aplicáveis ao mercado de capitais em geral, bem como da regulamentação do nível 1 da governança corporativa da B3 (Brasil, Bolsa, Balcão) (“Nível 1”), do contrato de participação Nível 1, e das Sanções e o Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado B3.

CONTRATOS RELEVANTES

Para informações sobre nossos contratos relevantes, vide “Item 4. Informações sobre a Companhia” e “Item 5. Revisão e Perspectivas Operacionais e Financeiras”.

CONTROLES DE CÂMBIO

A propriedade de ações classe A, ações classe B ou ações ordinárias da Companhia por pessoas físicas ou jurídicas domiciliadas fora do Brasil está sujeita a certas condições estabelecidas na legislação brasileira, conforme descrito abaixo.

O direito de converter pagamentos de dividendos e produtos de vendas de títulos mobiliários em moeda estrangeira e remeter tais importâncias para fora do Brasil está sujeito a restrições da legislação brasileira sobre investimentos estrangeiros, a qual geralmente requer, entre outras exigências, que os investimentos em questão tenham sido registrados no Banco Central. Essas restrições à remessa de capital estrangeiro para o exterior podem dificultar ou impedir o Itaú Unibanco S.A. (o “Custodiante”), que age como custodiante para as ações classe B representadas por ADSs, ou portadores que substituíram ADSs por ações classe B, de converter dividendos, distribuições ou produtos de qualquer venda de tais ações classe B, conforme o caso, em dólares americanos e de remeter tais dólares ao exterior. Os portadores de ADSs poderiam ser adversamente afetados por demoras ou recusas na concessão de qualquer aprovação governamental necessária para as conversões de pagamentos em moeda brasileira e remessas ao exterior relativas a ações classe B objeto das ADSs.

Conforme a Resolução nº 4.373/2014, os investidores estrangeiros podem investir em quase todos os ativos financeiros e efetuar quase todas as transações disponíveis nos mercados financeiros e de capitais brasileiros, contanto que certas exigências sejam atendidas. A definição de investidor estrangeiro inclui pessoas físicas, pessoas jurídicas, fundos mútuos e outras entidades de investimento coletivas, com domicílio ou sede no exterior.

Para poder investir nos mercados financeiros e de capitais brasileiros, os investidores estrangeiros devem:

1. indicar pelo menos um representante no Brasil com poderes para praticar atos relativos a investimentos estrangeiros;
2. registrar-se como investidor estrangeiro perante a CVM;
3. registrar o investimento estrangeiro perante o Banco Central; e
4. constituir no mínimo uma instituição custodiante autorizada pela CVM.

Títulos mobiliários e outros ativos financeiros pertencentes a investidores estrangeiros devem ser registrados ou mantidos em contas de depósito ou sob custódia de uma entidade devidamente licenciada pelo Banco Central ou pela CVM. Ademais, a negociação de títulos mobiliários está restrita a transações efetuadas nas bolsas de valores ou nos mercados de balcão organizados licenciados pela CVM.

O Regulamento do Anexo II prevê a emissão de *depository receipts* em mercados estrangeiros representando ações de emitentes brasileiros. Antes da emissão das ADSs, o programa de ADS havia sido aprovado pelo Banco Central e pela CVM segundo o Anexo V da Resolução CMN 2.689, que autorizava as empresas brasileiras a emitirem recibos depositários nos mercados de câmbio e ficou vigente durante o período em que as ADSs foram emitidas. Os recibos depositários atualmente são regidos pela Resolução 4.373. As receitas de vendas de ADSs por portadores de ADSs fora do Brasil estão livres dos controles brasileiros sobre investimentos estrangeiros, e os portadores de ADSs não residentes de paraísos fiscais farão jus a tratamento fiscal favorável. Para maiores informações, ver “Item 10. Informações Adicionais - Tributação - Considerações sobre a Tributação Brasileira - Tributação de Ganhos fora do Brasil”.

Um registro eletrônico foi emitido em nome do Depositário com respeito às ADSs e é mantido pelo Custodiante em nome do Depositário. Com amparo nesse registro eletrônico, o Custodiante e o Depositário podem converter dividendos e outras distribuições com respeito às ações classe B representadas por ADSs em moeda estrangeira e remeter o produto para fora do Brasil. Caso um portador de ADSs substitua tais ADSs por ações classe B, tal portador deve procurar obter seu próprio registro eletrônico no Banco Central.

De acordo com a Resolução nº 4.373/2014 do Banco Central, a retirada de ações classe B após o cancelamento das ADSs exige transações de câmbio simultâneas caso o investidor decida não se desfazer das

ações classe B. As transações cambiais simultâneas são exigidas para obter certificado de registro de ações classe B perante o Banco Central. Essa transação estará sujeita a tributação no Brasil. Para maiores informações, ver “Item 10. Informações Adicionais - Tributação - Considerações sobre a Tributação Brasileira - Outros Tributos Brasileiros”.

Depois disso, o portador de ações classe B pode não ser capaz de converter em moeda estrangeira e remeter para fora do Brasil o produto da alienação ou distribuição relativa a essas ações classe B, a menos que esse portador obtenha seu próprio registro eletrônico. O portador que obtiver um registro eletrônico poderá estar sujeito a um tratamento fiscal brasileiro menos favorável que um portador de ADSs. Para maiores informações, ver “Item 10. Informações Adicionais - Tributação - Considerações sobre a Tributação Brasileira”.

O governo federal pode impor restrições temporárias à remessa de capital estrangeiro para o exterior no caso de um sério desequilíbrio ou de previsão de um sério desequilíbrio na balança de pagamentos do Brasil. Por aproximadamente 6 meses em 1989 e no início de 1990, o governo federal congelou todas as repatriações de dividendos e de capital detidos pelo Banco Central que eram de propriedade de investidores estrangeiros no mercado acionário, a fim de preservar as reservas brasileiras de moeda estrangeira. Essas importâncias foram posteriormente liberadas de acordo com diretrizes do governo federal. Não há garantias de que o governo federal não imporá restrições semelhantes à repatriação de capital estrangeiro no futuro.

TRIBUTAÇÃO

O resumo seguinte contém uma descrição das principais consequências em relação ao imposto de renda brasileiro e americano da aquisição, propriedade e alienação de ações classe B ou ADSs, mas não pretende ser uma descrição abrangente de todas as considerações tributárias que podem ser relevantes a uma decisão de adquirir ações classe B ou ADSs. O resumo é baseado nas leis tributárias do Brasil e suas regulamentações e nas leis tributárias dos Estados Unidos e suas regulamentações em vigência na data deste documento, as quais estão sujeitas a alterações. Os potenciais compradores de ações classe B ou ADSs devem consultar seus próprios conselheiros fiscais em relação às consequências tributárias da aquisição, propriedade e alienação de ações classe B ou ADSs.

Embora não haja atualmente nenhum tratado sobre imposto de renda entre o Brasil e os Estados Unidos, as autoridades fiscais dos dois países mantiveram discussões que podem culminar em tal tratado. Nenhuma certeza pode ser dada, no entanto, sobre se e quando um tratado entrará em vigor ou como ele afetará os portadores americanos de ações classe B ou ADSs. Os potenciais portadores de ações classe B ou ADSs devem consultar seus próprios conselheiros fiscais em relação às consequências tributárias da aquisição, propriedade e alienação de ações classe B ou ADSs sob suas circunstâncias particulares.

Considerações sobre a Tributação Brasileira

A discussão seguinte resume as principais consequências, sob a legislação fiscal brasileira, da aquisição, propriedade e alienação de ações classe B ou ADSs por indivíduos, pessoas jurídicas, trustes ou organizações residentes ou domiciliados fora do Brasil para fins da tributação brasileira (“Portador Não Brasileiro”). Ela é baseada na legislação brasileira atualmente em vigor, que está sujeita a diferentes interpretações e mudanças que podem ser aplicadas retroativamente. Essa discussão não trata de todas as considerações tributárias brasileiras que podem ser aplicáveis a qualquer Portador Não Brasileiro em particular, e cada Portador Não Brasileiro deve consultar seu próprio conselheiro fiscal sobre as consequências fiscais brasileiras do investimento em ações classe B ou ADSs.

Tributação dos Dividendos

Os dividendos pagos pela Companhia em dinheiro ou em espécie em relação a lucros de períodos iniciados a partir de 1º de janeiro de 1996 (i) ao Depositário com respeito às ações classe B representadas por ADSs ou (ii) a um Portador Não Brasileiro com respeito a ações classe B, geralmente são isentos de imposto de renda na fonte. Os dividendos pagos por lucros gerados antes de 1º de janeiro de 1996 podem estar sujeitos à retenção de imposto de renda brasileiro na fonte com alíquotas variáveis dependendo do ano em que os lucros foram obtidos.

Distribuições de Juros sobre o Capital

De acordo com a Lei nº 9.249 de 26 de dezembro de 1995 e posteriores alterações, as empresas brasileiras podem fazer pagamentos a acionistas caracterizados como distribuições de juros sobre o capital da companhia, como alternativa à distribuição de dividendos. A taxa de juros não pode ser maior que a TJLP, determinada periodicamente pelo Banco Central. O montante total distribuído como juros sobre o capital não pode exceder, para fins tributários, o maior de (i) 50,0% do lucro líquido (depois da contribuição social sobre os lucros e antes da provisão para imposto de renda corporativo e dos montantes atribuíveis aos acionistas como juro líquido sobre o capital) relativo ao período em relação ao qual o pagamento é efetuado e (ii) 50,0% da soma dos lucros retidos e das reservas de lucro na data de início do período em relação ao qual o pagamento é feito.

As distribuições de juros sobre o capital a Portadores Brasileiros e Não Brasileiros de ações classe B, incluindo pagamentos ao Depositário em relação às ações classe B representadas por ADSs, são dedutíveis pela Companhia para fins do imposto de renda brasileiro para pessoas jurídicas e da contribuição social sobre lucro líquido, desde que os limites descritos acima sejam observados. Esses pagamentos aos acionistas estão sujeitos a retenção de imposto de renda brasileiro na fonte com alíquota de 15,0%, excetuando-se os pagamentos a beneficiários situados em paraísos fiscais (isto é, um país ou local que não imponha qualquer

imposto de renda, ou que imponha um imposto com alíquota máxima inferior a 20%, ou cujas leis imponham restrições à revelação de composição de propriedade acionária ou da propriedade de títulos ou do beneficiário da renda resultante de transações conduzidas e atribuíveis a um Portador Não Brasileiro – “Portador de Paraíso Fiscal”), pagamentos estes que estão sujeitos a retenção imposto de renda na fonte com alíquota de 25,0%. Esses pagamentos podem ser incluídos, pelo seu valor líquido, como parte de qualquer dividendo obrigatório. Na medida em que o pagamento de juros sobre o capital for assim incluído, a empresa é obrigada a distribuir aos acionistas um montante adicional para garantir que o montante líquido recebido por eles, depois do pagamento do imposto de renda aplicável na fonte, mais o montante de dividendos declarados, seja pelo menos igual ao dividendo obrigatório.

Tributação de Ganhos Fora do Brasil

De acordo com a Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003 (“Lei nº 10.833/03”), os ganhos de capital realizados na alienação de ativos localizados no Brasil por Portadores Não Brasileiros, seja para outros Portadores Não Brasileiros ou para Portadores Brasileiros, estão sujeitos à tributação no Brasil. Assim, se ações classe B forem alienadas por um Portador Não Brasileiro, como elas são definidas como ativos localizados no Brasil, tal portador estará sujeito a imposto de renda sobre os ganhos auferidos, conforme as normas descritas abaixo, seja a alienação conduzida no Brasil ou no exterior e com residente do Brasil ou não.

Uma alienação de ações classe B pode ocorrer no exterior se o investidor decidir cancelar seu investimento em ADSs e registrar as ações classe B subjacentes como investimento estrangeiro direto sob a Lei nº 4.131. Qualquer ganho de capital resultante da venda ou alienação de ações classe B fora do Brasil está sujeito a imposto de renda brasileiro às alíquotas que variam de 15,0% a 22,5%, dependendo do ganho auferido, como segue: (i) 15% sobre ganhos não superiores a R\$5.000.000,00; (ii) 17,5% sobre ganhos que excedam R\$5.000.000,00 e não excedam R\$10.000.000,00; (iii) 20% sobre ganhos que excedam R\$10.000.000,00 e não excedam R\$30.000.000,00; e (iv) 22,5% sobre ganhos superiores a R\$30.000.000,00 ou, se o investidor for um Portador de Paraíso Fiscal, 25,0%, que devem ser retidos pelo comprador das ações classe B fora do Brasil ou por seu representante no Brasil.

Quanto às ADSs, embora a matéria não esteja livre de controvérsia, os ganhos realizados por Portador Não Brasileiro na alienação de ADSs a outro Portador Não Brasileiro não deveriam ser taxados no Brasil, com base na teoria de que as ADSs não constituem ativos localizados no Brasil para fins da Lei 10.833/03. Entretanto, não podemos garantir que os tribunais brasileiros venham a adotar essa teoria. Assim, o ganho na alienação de ADSs por Portador Não Brasileiro a residente no Brasil (ou possivelmente até a um Portador Não Brasileiro caso os tribunais considerem que as ADSs constituem propriedade localizada no Brasil) pode estar sujeito a imposto de renda no Brasil.

Tributação de Ganhos no Brasil

Para fins de tributação brasileira, as normas de imposto de renda sobre ganhos relacionados à alienação de ações classe B variam conforme o domicílio do Portador Não Brasileiro, a forma pela qual tal Portador Não Brasileiro registrou seu investimento perante o Banco Central brasileiro e/ou como a alienação é efetuada, conforme descrito abaixo.

Geralmente, os ganhos são a diferença positiva entre o valor realizado na venda ou troca de um título e seu custo de aquisição. Ganhos auferidos na alienação de ações classe B realizada em bolsa de valores no Brasil (incluindo transações realizadas em mercados de balcão organizados) são:

1. isentos de imposto de renda quando auferidos por Portador Não Brasileiro registrado sob a Resolução nº4.373 do CMN (“Portador conforme a Resolução nº4.373”) e que não seja um Portador de Paraíso Fiscal; ou
2. sujeitos a imposto de renda com alíquota de 15,0% em quaisquer outros casos, incluindo ganhos auferidos por Portador Não Brasileiro que (i) não seja um Portador conforme a Resolução nº4.373, ou (ii) seja um Portador conforme a Resolução nº4.373 e um Portador de Paraíso Fiscal.

Não há garantia de que o tratamento preferencial atual para Portadores conforme a Resolução nº

4.373 continuará no futuro.

Quaisquer outros ganhos auferidos na alienação de ações classe B que não seja realizada em bolsa de valores brasileira estão sujeitos a imposto de renda a alíquotas que variam de 15,0% a 22,5%, exceto no caso de ganhos auferidos por Portadores de Paraíso Fiscal que estão sujeitos a alíquota de 25,0%. Caso esses ganhos estejam relacionados a transações conduzidas nos mercados de balcão não organizados brasileiros, por meio de intermediário, o imposto de renda na fonte de 0,005% sobre o valor da venda também será aplicável e poderá ser descontado do imposto de renda final devido sobre ganho de capital.

O depósito de ações classe B em troca de ADSs pode estar sujeito à tributação do imposto de renda. Nesse caso, a diferença entre o custo de aquisição e o preço médio por ação classe B estaria sujeita ao imposto de renda a taxas progressivas que variam de 15,0% a 22,5% ou 25,0%, no caso de Portadores de Paraíso Fiscal. Pode haver argumentos para pleitear que essa tributação não é aplicável no caso de Portador Não Brasileiro registrado sob a Resolução nº 4.373 (exceto Portadores de Paraísos Fiscais), que não deveria estar sujeito a imposto de renda nessa transação.

A retirada de ações classe B quando do cancelamento de ADSs não está sujeita ao imposto de renda brasileiro, desde que os regulamentos sejam observados adequadamente quanto ao registro do investimento perante o Banco Central.

No caso de resgate de ações classe B ou ADSs ou de redução de capital de empresas brasileiras, com subsequente retirada das ADSs, como a nossa companhia, a diferença positiva entre o montante efetivamente recebido pelo Portador Não Brasileiro e o custo de aquisição dos títulos resgatados é tratada como ganho de capital derivado da venda ou troca de ações não conduzida em bolsa de valores brasileira e está então sujeita a imposto de renda com alíquotas progressivas que variam de 15,0% a 22,5% ou 25,0%, conforme o caso.

Qualquer exercício de direitos preferência relacionados às ações classe B ou ADSs não estará sujeito à tributação brasileira. Ganhos na venda ou cessão de direitos preferência estarão sujeitos ao mesmo tratamento tributário aplicável à alienação de ações classe B.

Outros Tributos Brasileiros

Não há impostos sobre herança, doação ou sucessão aplicáveis à propriedade, transferência ou alienação de ações classe B ou ADSs por um Portador Não Brasileiro, exceto tributos sobre doação e herança impostos por alguns Estados do Brasil sobre doações ou heranças conferidas por pessoas ou entidades não residentes ou domiciliadas no Brasil ou no Estado em questão a pessoas ou entidades residentes ou domiciliadas em tal Estado. Não há impostos de selo, emissão, registro ou similares ou encargos devidos por portadores de ações classe B ou ADSs.

Conforme o Decreto nº 6.306, de 14 de dezembro de 2007 (o “Decreto nº 6.306/07”), um imposto sobre operações de câmbio (o “IOF/Câmbio”) pode ser aplicado sobre a conversão de moeda brasileira em moeda estrangeira (para fins de pagamento de dividendos e juros, por exemplo) ou vice-versa. Atualmente, a alíquota do IOF/Câmbio para a maioria das transações de câmbio é de 0,38%, exceto: (i) transações de câmbio para a entrada de recursos relativos a investimentos em títulos de renda variável feitos por Portador Não Brasileiro no mercado financeiro e de capitais brasileiro, caso no qual a alíquota é de 0%, e (ii) pagamento de dividendos, ganhos de capital e juros sobre o patrimônio líquido relativos ao investimento mencionado no item (i) acima, caso no qual a alíquota é zero. Entretanto, o governo brasileiro pode aumentar essa alíquota a um máximo de 25,0%. Nenhum aumento será aplicado retroativamente.

Conforme o Decreto nº. 6.306/07, o imposto sobre operações com títulos (“IOF/Títulos”) pode ser imposto a quaisquer transações envolvendo debêntures ou ações, incluindo as transações efetuadas em bolsas de valores, mercadorias e futuros brasileiras. A alíquota do IOF/Títulos aplicável a operações que envolvam ações ordinárias é atualmente zero caso o resgate, transferência ou renegociação ocorra mais de 30 dias após sua aquisição. A partir de 24 de dezembro de 2013, a alíquota do IOF/Títulos é de zero por cento sobre a cessão das ações negociadas na bolsa de valores brasileira com o objetivo específico de permitir a emissão de recibos depositários para negociação fora do Brasil. O governo brasileiro pode aumentar essa alíquota a qualquer momento até 1,5% ao dia, aplicável somente a transações futuras.

Considerações relativas ao Imposto de Renda Federal dos Estados Unidos

As afirmações relativas à legislação fiscal americana apresentadas abaixo baseiam-se nas leis americanas em vigor na data deste Relatório Anual, e mudanças na legislação posteriores à data deste Relatório Anual podem afetar as consequências fiscais aqui descritas, possivelmente com efeito retroativo. Este resumo descreve as principais consequências da propriedade e alienação de ações classe B ou ADSs quanto ao imposto de renda federal americano, mas não pretende ser uma descrição abrangente de todas as consequências fiscais nos Estados Unidos que podem ser relevantes para uma decisão de adquirir ou alienar ações classe B ou ADSs. Esse resumo se aplica apenas a adquirentes de ações classe B ou ADSs que mantenham as ações classe B ou ADSs como ativos de capital e não se aplica a casos especiais de portadores, como corretores de títulos mobiliários ou moedas, portadores cuja moeda não seja o dólar americano, portadores de 10% ou mais de nossas ações (levando-se em conta ações possuídas diretamente ou através de contratos de depósito), organizações que gozem de isenção fiscal, instituições financeiras, portadores com direito ao imposto mínimo alternativo, negociadores de títulos que escolham responder por seus investimentos em ações classe B ou ADSs numa base de marcação a mercado (*mark-to-market*), consórcios ou *pass-through entities* (empresas que repassam os impostos diretamente para as declarações dos proprietários), empresas de seguros, expatriados americanos e pessoas que detenham ações classe B ou ADSs numa operação de *hedging* ou como parte de uma operação de bolsa com opção de compra e venda (*straddle*), de uma operação de conversão ou de outra transação integrada para fins do imposto de renda federal americano. Além disso, este resumo não aborda o imposto Medicare sobre a renda líquida de investimento ou as consequências fiscais para os titulares norte-americanos que adquiram, possuam ou alienem ações classe B ou ADSs segundo qualquer imposto federal ou sobre doação, além de impostos estaduais, locais ou estrangeiros.

Cada portador deve consultar seu próprio conselheiro fiscal com relação o conjunto das consequências fiscais para ele, incluindo as consequências sob outras leis além das leis federais de imposto de renda americanas, de um investimento em ações classe B ou ADSs.

Nesta discussão, as referências a um “portador americano” dizem respeito ao titular usufrutuário de uma ADS ou ação classe B (i) que seja pessoa física ou residente dos Estados Unidos, (ii) que seja uma corporação, ou qualquer outra entidade tributável como corporação, organizada sob as leis dos Estados Unidos ou qualquer Estado americano, ou o Distrito de Columbia, ou (iii) que esteja de qualquer modo sujeito ao imposto de renda federal americano em base líquida com respeito a ADSs ou ações classe B.

Para os fins do Código da Receita Federal americana de 1986 (o “Código”), e suas alterações posteriores, os portadores de ADSs serão tratados como portadores das Ações Classe B representadas por tais ADSs.

Tributação de Distribuições

Um portador americano reconhecerá rendimentos normais de dividendos para os fins do imposto de renda federal americano numa importância igual a qualquer soma em dinheiro e ao valor de qualquer bem distribuído por nós como dividendos, na medida em que tal distribuição seja paga com base em nossos rendimentos e lucros correntes ou acumulados, como determinado para os fins do imposto de renda federal americano, quando tal distribuição for recebida pelo Custodiante ou pelo portador americano, no caso de um portador de ações classe B.

O montante de qualquer distribuição incluirá o valor do imposto brasileiro retido sobre a importância distribuída, e o montante de uma distribuição efetuada em reais será medido tendo como referência a taxa de câmbio para conversão de reais em dólares americanos em vigor na data em que a distribuição foi recebida pelo Custodiante ou por um portador americano no caso de ações classe B. Se o Custodiante (ou portador americano no caso de um portador de ações classe B) não converter esses reais em dólares americanos na data de seu recebimento, é possível que o portador americano apure perda ou ganho em moeda estrangeira, que seria perda ou ganho ordinário, quando os reais forem convertidos em dólares americanos. Os dividendos pagos por nós não fazem jus à dedução de dividendos recebidos permitida a empresas pelo Código.

Sujeito a certas exceções para posições de curto prazo e objeto de *hedge*, o montante em dólares americanos de dividendos recebidos por um indivíduo em relação a ADSs estará sujeito a tributação a taxas

preferenciais se os dividendos forem “dividendos qualificados”. Dividendos pagos em relação a ADSs serão tratados como dividendos qualificados se (i) as ADSs forem imediatamente negociáveis em um mercado de títulos mobiliários estabelecido nos Estados Unidos e (ii) nós não tivermos sido, no exercício anterior àquele em que o dividendo foi pago, nem no exercício em que o dividendo for pago, uma companhia de investimento estrangeiro passivo (“CIEP”). As ADSs são registradas na Bolsa de Valores de Nova Iorque e serão qualificados como imediatamente negociáveis em um mercado de títulos mobiliários estabelecido nos Estados Unidos enquanto permanecerem registradas. Com base em nossas demonstrações financeiras auditadas e nos dados pertinentes de mercado e acionistas, acreditamos que não fomos tratados como uma CIEP para fins de imposto de renda americano em relação ao nosso exercício tributável de 2018. Além disso, com base em nossas demonstrações financeiras auditadas e em nossas expectativas atuais quanto ao valor e à natureza de nossos ativos, às fontes e à natureza de nosso lucro, e nos dados pertinentes de mercado e acionistas, não esperamos nos tornar uma CIEP no exercício tributável de 2019. Com base na orientação existente, não se sabe se os dividendos recebidos em relação às ações classe B serão tratados como dividendos qualificados, pois as ações classe B não estão registradas em bolsa de valores nos Estados Unidos. Além disso, o Tesouro americano anunciou sua intenção de promulgar normas segundo as quais os portadores de ADSs ou ações classe B e intermediários por meio dos quais esses títulos mobiliários são detidos poderão utilizar-se de certificados de emitentes para tratar dividendos como qualificados para fins de declaração de imposto. Como esses procedimentos ainda não foram publicados, não se sabe se poderemos observá-los. Os portadores de ADSs e ações classe B devem consultar seus próprios consultores fiscais quanto à disponibilidade da alíquota reduzida sobre dividendos à luz das considerações discutidas acima e de suas circunstâncias particulares.

Distribuições feitas com base em rendimentos e lucros com respeito às ADSs ou ações classe B geralmente serão tratadas como rendimentos de dividendos de fontes fora dos Estados Unidos e geralmente serão tratadas separadamente junto com outros itens de renda “passiva” para fins de determinação do crédito relativo a impostos de renda estrangeiros permitido sob o Código. Sujeito a certas limitações, o imposto de renda na fonte brasileiro pago em função de qualquer distribuição relativa a ADSs ou ações classe B pode ser considerado como crédito contra o imposto de renda americano devido por um portador americano, se tal portador americano escolher para aquele ano creditar todos os impostos de renda estrangeiros. Alternativamente, esse imposto de renda brasileiro na fonte pode ser considerado como uma dedução da renda tributável. Os créditos de impostos estrangeiros não serão permitidos para impostos retidos na fonte aplicados com respeito a posições de curto prazo ou objeto de *hedge* e podem não ser permitidos em relação a arranjos em que o lucro econômico esperado do portador americano, depois dos impostos estrangeiros, for insignificante. Os portadores americanos devem consultar seus próprios consultores fiscais sobre as implicações dessas normas à luz de suas circunstâncias particulares.

Distribuições de ações adicionais a portadores com respeito a suas ADSs ou ações classe B que forem feitas como parte de uma distribuição *pro rata* a todos os nossos acionistas geralmente não estarão sujeitas ao imposto de renda federal americano.

O portador de uma ADS ou ação classe B que for uma empresa estrangeira ou um indivíduo estrangeiro não residente (um “Portador Não Americano”) geralmente não estará sujeito ao imposto de renda federal americano ou a retenção de tributo em distribuições com respeito a ADSs ou ações classe B que sejam tratadas como renda de dividendos para os fins do imposto de renda federal americano, a menos que tais dividendos estejam efetivamente vinculados à condução, pelo portador, de um comércio ou negócio nos Estados Unidos.

Tributação de Ganhos de Capital

Sobre a venda ou outra forma de alienação de uma ADS ou ação classe B, um portador americano geralmente reconhecerá ganho ou perda para os fins do imposto de renda federal americano. O montante do ganho ou perda será igual à diferença entre a importância realizada em função da alienação da ADS ou ação classe B (incluindo o montante bruto do produto da alienação antes da dedução de qualquer imposto brasileiro) e a base fiscal do portador americano na ADS ou ação classe B. Esse ganho ou perda geralmente estará sujeito ao imposto de renda federal americano e será tratado como ganho ou perda de capital e será ganho ou perda de capital de longo prazo se a propriedade do ADS ou ação classe B tiver mais de um ano na data da alienação. O montante líquido de ganho de capital de longo prazo apurado por um portador individual

geralmente está sujeito a taxas preferenciais. Perdas de capital podem ser deduzidas da renda tributável, sujeita a certas limitações. Ganhos realizados por um portador americano em uma venda ou alienação de ADSs ou ações classe B geralmente serão tratados como renda de uma fonte americana. Em consequência, se impostos brasileiros forem aplicados sobre esse ganho, o portador americano não poderá usar o crédito de imposto estrangeiro correspondente, a menos que o portador tenha outras rendas de fontes estrangeiras de tipo apropriado com relação às quais o crédito possa ser usado. Alternativamente, esse imposto brasileiro pode ser aplicado como dedução da renda tributável se o portador americano não receber crédito de nenhum imposto de renda estrangeiro durante o ano tributável.

Um Portador não Americano não estará sujeito ao imposto de renda federal americano ou a retenção de imposto sobre ganho realizado na venda ou outra forma de alienação de uma ADS ou ação classe B, a menos (i) que tal ganho esteja efetivamente vinculado à condução, pelo portador, de um comércio ou negócio nos Estados Unidos, ou (ii) que tal portador seja um indivíduo que tenha estado presente nos Estados Unidos por 183 dias ou mais no exercício fiscal da venda e que outras condições determinadas se verifiquem.

“Backup Withholding” e Fornecimento de Informações

Dividendos e produtos da venda ou outra alienação de ADSs ou Ações Classe B pagos a um portador americano geralmente podem estar sujeitos às exigências de fornecimento de informações do Código e podem estar sujeitos a *backup withholding* a menos que o portador americano (i) seja uma companhia ou outro beneficiário isento ou (ii) forneça um número de identificação do contribuinte válido e certifique que não houve perda de isenção de *backup withholding*. A quantia de qualquer retenção sobre um pagamento a um portador americano será reconhecida como crédito contra as obrigações de imposto de renda federal americano e pode ensejar o direito à restituição, desde que certas informações sejam prestadas à Receita Federal americana.

Um Portador não Americano geralmente estará dispensado do fornecimento de informações e de *backup withholding*, mas pode ser obrigado a atender a certos procedimentos de certificação e identificação para poder estabelecer seu direito a essa dispensa em relação a pagamentos recebidos nos Estados Unidos ou por meio de certos intermediários relacionados aos Estados Unidos.

DOCUMENTOS À DISPOSIÇÃO

Arquivamos relatórios, incluindo relatórios anuais em formulário 20-F, e outras informações na SEC, conforme as normas e regulamentos da SEC que se aplicam a emitentes privados estrangeiros. Somos obrigados a realizar arquivamentos na SEC por meios eletrônicos. Qualquer arquivamento que efetuamos eletronicamente estará disponível ao público pela Internet no site da SEC em <http://www.sec.gov>.

Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Riscos do Mercado

Ver Nota 36.2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas sobre abertura do risco de mercado.

Item 12. Descrição dos Títulos Mobiliários que não Ações

Não aplicável.

Item 12A. Títulos de Dívida

Não aplicável.

Item 12B. Garantias e Direitos

Não aplicável.

Item 12C. Outros Títulos

Não aplicável.

Item 12D. *American Depositary Shares*

Nos Estados Unidos, as Ações Classe B são negociadas sob a forma de ADSs, cada uma representando uma Ação Classe B (como resultado do agrupamento de ações) emitida pelo Bank of New York Mellon (ou o Depositário) nos termos do Acordo de Depósito. As ADSs são negociadas sob os símbolos ELP e ELPVY. Os portadores de ADSs devem pagar várias taxas ao Depositário, e o Depositário pode se negar a prestar qualquer serviço para o qual é cobrada taxa até que ela seja paga. O Depositário está localizado em 240 Greenwich Street, New York, NY 10286, EUA.

Os portadores de ADSs devem pagar ao Depositário: (i) uma taxa anual de até US\$ 0,02 por ADS (ou fração) pela administração do programa de ADSs, e (ii) montantes relativos a despesas incorridas pelo Depositário ou seus agentes em nome dos portadores e ADSs, incluindo despesas resultantes da observância da legislação aplicável, impostos ou outros encargos governamentais, transmissão de fax, ou conversão de moeda estrangeira em dólares americanos. Em ambos os casos, o Depositário pode decidir, a seu exclusivo critério, receber pagamento pelo envio de cobrança aos portadores ou pela dedução do encargo de um ou mais dividendos em dinheiro ou outras distribuições em dinheiro.

Os portadores de ADSs também devem pagar encargos adicionais por certos serviços prestados pelo Depositário, conforme a tabela abaixo.

Serviço do Depositário	Taxa devida pelos Portadores de ADSs
Emissão de ADSs, incluindo emissões resultantes de distribuição de ações ou direitos ou outros ativos	US\$ 5,00 ou menos por 100 ADSs (ou frações de 100)
Cancelamento de ADSs para fins de retirada, incluindo vencimento do contrato de depósito	US\$ 5,00 ou menos por 100 ADSs (ou frações de 100)
Distribuição de dividendos em dinheiro	US\$ 0,02 ou menos por ADS
Distribuição de títulos distribuídos aos portadores dos títulos depositados que são	Taxa equivalente àquela que seria devida

distribuídos pelo Depositário aos portadores registrados de ADSs	caso os títulos distribuídos ao portador fossem ações e essas ações fossem depositadas para emissão de ADSs
Serviços de Depositário	US\$ 0,02 (ou menos) por ADS por ano cronológico
Transferência e registro de ações no registro de ações do Depositário de e para o nome do Depositário ou de seu agente quando o portador depositar ou retirar ações	Taxas de registro ou transferência
Transmissões por cabo, telex e facsimile (quando expressamente previstas no contrato de depósito)	Às custas do Depositário
Conversão de moeda estrangeira em dólares americanos	Às custas do Depositário
Impostos e outros encargos governamentais que o Depositário ou custodiante sejam obrigados a pagar em relação a qualquer ADS ou ação subjacente (p.ex., impostos de transferência de ações, imposto do selo ou impostos retidos na fonte)	Conforme necessário
Quaisquer encargos incorridos pelo Depositário ou seus agentes pelo serviço dos títulos depositados	Conforme necessário

Pagamentos pelo Depositário

O Depositário nos paga um montante estabelecido, que inclui reembolsos de certas despesas que incorremos em relação ao programa de ADS. Essas despesas reembolsáveis incluem atualmente honorários advocatícios e contábeis, taxas de listagem, despesas de relações com investidores e honorários pagos a prestadores de serviços pela distribuição de materiais aos portadores de ADRs. Para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019, esse montante foi de US\$ 781,64 mil.

Item 13. Inadimplementos, Atrasos de Dividendos e Infrações

Não aplicável.

Item 14. Modificações Relevantes dos Direitos dos Portadores de Títulos e Uso dos Produtos de Venda

Nenhuma.

Item 15. Controles e Procedimentos

Ano Fiscal de 2020

Controles e Procedimentos de Divulgação e Relatório sobre o Controle Interno de Divulgação Financeira

(a) Controles e Procedimentos de Divulgação

Avaliamos, com a participação de nosso Diretor-Presidente e Diretor Financeiro, a eficácia de nossos controles e procedimentos de divulgação em 31 de dezembro de 2020. Com base em nossa avaliação, concluímos que, em 31 de dezembro de 2020, nossos controles e procedimentos de divulgação foram eficazes para fornecer segurança razoável de que as informações que devem ser divulgadas por nós nos relatórios que apresentamos ou submetemos junto à Exchange Act são registradas, processadas, resumidas e reportadas, dentro dos prazos especificados nas regras e formulários aplicáveis, e são acumuladas e comunicadas à nossa administração, incluindo nosso Diretor-Presidente e Diretor Financeiro, conforme apropriado para permitir decisões em tempo hábil quanto à divulgação exigida.

(b) Relatório Anual da Administração sobre o Controle Interno de Divulgação Financeira

Nossa administração é responsável por estabelecer e manter controle interno adequado sobre relatórios financeiros e por avaliar a eficácia do controle interno sobre relatórios financeiros. Nosso controle interno sobre relatórios financeiros é um processo elaborado por nosso Diretor-Presidente e nosso Diretor Financeiro, sob a supervisão de nosso Conselho de Administração e efetuado por nossa administração e outros funcionários para fornecer segurança razoável em relação à confiabilidade dos relatórios financeiros e à preparação das demonstrações financeiras consolidadas para fins externos, de acordo com as IFRS, emitidas pelo IASB.

O controle interno sobre relatórios financeiros é definido nas regras 13a-15 (f) e 15d-15 (f) segundo o Exchange Act como um processo elaborado para fornecer segurança razoável em relação à confiabilidade dos relatórios financeiros e à preparação de demonstrações financeiras para fins externos de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e inclui as políticas e procedimentos que (1) se referem à manutenção de registros que, em detalhes razoáveis, refletem com precisão e razoabilidade as transações e disposições dos ativos da Companhia; (2) fornecem segurança razoável de que as transações são registradas conforme necessário para permitir a preparação de demonstrações financeiras de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos, e que os recebimentos e gastos da Companhia estão sendo feitos somente com autorizações da administração e diretores da Companhia; e (3) forneçam segurança razoável em relação à prevenção ou à detecção oportuna de aquisição, uso ou alienação não autorizados dos ativos da Companhia que poderiam ter um efeito material nas demonstrações financeiras consolidadas auditadas.

Devido às limitações inerentes, o controle interno sobre relatórios financeiros pode não impedir ou detectar distorções. Além disso, projeções de qualquer avaliação de eficácia para períodos futuros estão sujeitas ao risco de que os controles possam se tornar inadequados devido a mudanças nas condições.

Nossa administração avaliou a eficácia de nossos controles internos sobre relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2020, com base nos critérios estabelecidos no Controle Interno - Estrutura Integrada (2013) emitido pelo Comitê de Organizações Patrocinadoras da Comissão Treadway (COSO) . Com base nessa avaliação e nos critérios aplicados, nossa administração concluiu que, em 31 de dezembro de 2020, o controle interno da Companhia sobre os relatórios financeiros é eficaz.

Nossa firma de contabilidade pública registrada independente examinou a eficácia de nosso controle interno sobre os relatórios financeiros, conforme indicado no relatório incluído neste documento.

(c) Auditoria da Eficácia do Controle Interno sobre Relatórios Financeiros

Companhia Paranaense de Energia - Copel and Subsidiaries

Report of Independent Registered
Public Accounting Firm

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes



Deloitte Touche Tohmatsu
Rua Nunes Machado, 68,
The Five East Batel – 18º andar
80250-000 - Curitiba - PR
Brasil

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

REPORT OF INDEPENDENT REGISTERED PUBLIC ACCOUNTING FIRM

To the Shareholders and Board of Directors of
Companhia Paranaense de Energia - Copel
Curitiba - PR, Brazil

Opinion on Internal Control over Financial Reporting

We have audited the internal control over financial reporting of Companhia Paranaense de Energia - Copel and subsidiaries (the "Company") as of December 31, 2020, based on criteria established in Internal Control - Integrated Framework (2013), issued by the Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO). In our opinion, the Company maintained, in all material respects, effective internal control over financial reporting as of December 31, 2020, based on criteria established in *Internal Control - Integrated Framework (2013)*, issued by COSO.

We have also audited, in accordance with the standards of the Public Company Accounting Oversight Board (United States) (PCAOB), the consolidated financial statements as of and for the year ended December 31, 2020 of the Company and our report, dated April 19, 2021, expressed an unqualified opinion on those financial statements.

Basis for Opinion

The Company's management is responsible for maintaining effective internal control over financial reporting and for its assessment of the effectiveness of internal control over financial reporting, included in the accompanying Management Annual Report on Internal Control over Financial Reporting. Our responsibility is to express an opinion on the Company's internal control over financial reporting based on our audit. We are a public accounting firm registered with the PCAOB and are required to be independent with respect to the Company in accordance with the U.S. federal securities laws and the applicable rules and regulations of the Securities and Exchange Commission and the PCAOB.

We conducted our audit in accordance with the standards of the PCAOB. Those standards require that we plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether effective internal control over financial reporting was maintained in all material respects. Our audit included obtaining an understanding of internal control over financial reporting, assessing the risk that a material weakness exists, testing and evaluating the design and operating effectiveness of internal control based on the assessed risk, and performing such other procedures as we considered necessary in the circumstances. We believe that our audit provides a reasonable basis for our opinion.

Deloitte refers to one or more of Deloitte Touche Tohmatsu Limited, a UK private company limited by guarantee ("DTTL"), its network of member firms, and their related entities. DTTL and each of its member firms are legally separate and independent entities. DTTL (also referred to as "Deloitte Global") does not provide services to clients. Please see www.deloitte.com/about for a more detailed description of DTTL and its member firms.

Deloitte provides audit, consulting, financial advisory, risk management, tax and related services to public and private clients spanning multiple industries. Deloitte serves four out of five Fortune Global 500® companies through a globally connected network of member firms in more than 150 countries bringing world-class capabilities, insights, and high-quality service to address clients' most complex business challenges. To learn more about how Deloitte's approximately 286,200 professionals make an impact that matters, please connect with us on Facebook, LinkedIn or Twitter.

© 2021. For information, contact Deloitte Touche Tohmatsu Limited.



Definition and Limitations of Internal Control over Financial Reporting

A company's internal control over financial reporting is a process designed to provide reasonable assurance regarding the reliability of financial reporting and the preparation of financial statements for external purposes in accordance with generally accepted accounting principles. A company's internal control over financial reporting includes those policies and procedures that: (1) pertain to the maintenance of records that, in reasonable detail, accurately and fairly reflect the transactions and dispositions of the assets of the company; (2) provide reasonable assurance that transactions are recorded as necessary to permit preparation of financial statements in accordance with generally accepted accounting principles, and that receipts and expenditures of the company are being made only in accordance with authorizations of management and directors of the company; and (3) provide reasonable assurance regarding prevention or timely detection of unauthorized acquisition, use, or disposition of the company's assets that could have a material effect on the financial statements.

Because of its inherent limitations, internal control over financial reporting may not prevent or detect misstatements. Also, projections of any evaluation of effectiveness to future periods are subject to the risk that controls may become inadequate because of changes in conditions, or that the degree of compliance with the policies or procedures may deteriorate.

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes

Curitiba, Brazil
April 19, 2021

(d) Mudanças nos Controles Internos sobre Relatórios Financeiros

A administração da Empresa implementou mudanças em seus controles internos sobre relatórios financeiros durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2020, relacionadas ao enfrentamento da pandemia COVID-19, na qual uma parte de nossos funcionários começou a trabalhar remotamente, conforme destacado a seguir:

- Melhorias nos procedimentos de segurança da informação relacionados ao home office, com a implantação de ferramentas VPN, liberação de acessos remotos de forma segura e testada de acordo com as iniciativas 'Safe Home office' ('Homeoffice Seguro') e pentest (Cyber Penetration Test), realizadas fora periodicamente;
- Realização de campanhas de conscientização para funcionários sobre segurança cibernética, home office, LGPD e controle de acesso;
- Aprimoramento dos procedimentos e controles revisados de forma a mitigar os riscos relacionados ao desempenho das atividades remotas;
- Implementação de um segundo fator de autenticação para algumas áreas da empresa consideradas críticas.

A administração da Companhia não identificou nenhuma outra mudança em seus controles internos sobre relatórios financeiros durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2020 que tenha afetado significativamente, ou tenha uma possibilidade razoável de afetar significativamente, seus controles internos sobre relatórios financeiros, exceto no que diz respeito a remediação listada abaixo.

Fraqueza material identificada em 31 de dezembro de 2019

Em 31 de dezembro de 2019, relatamos uma fraqueza material relacionada a deficiências de controle interno sobre a revisão das premissas e o cálculo da perda por redução ao valor recuperável de ativos fixos da Copel Telecomunicações, uma subsidiária integral da Companhia, e da UEGA, uma empresa não - subsidiária integral da Companhia. Essa fraqueza material decorreu de dificuldades na eficácia operacional do controle relacionadas à revisão das premissas e ao cálculo da perda por redução ao valor recuperável dos ativos imobilizados da Copel Telecomunicações e UEGA. Em resposta a esta fragilidade material, a Empresa adotou medidas para mitigar os riscos através de um conjunto de ações de alteração de procedimentos e criação de controles, que foram implementadas ao longo de 2020.

Dentre as principais ações e controles internos aprimorados e implantados pela Companhia, destacam-se:

- Intensificação dos procedimentos de treinamento e comunicação a todos os colaboradores envolvidos nesses processos, incluindo conceitos de controles internos, bem como dos aspectos operacionais de cálculo da perda por redução ao valor recuperável;
- Aprimoramento de procedimentos e controles para que todos os testes de redução do valor recuperável sejam devidamente revisados por outro funcionário qualificado da Companhia, por meio de checklist criado para esse fim;
- Aprimoramento dos controles e procedimentos existentes para avaliação interna de todos os possíveis impactos dos indicadores de redução ao valor recuperável;
- Aprimoramento dos controles para garantir a correta análise da recuperabilidade dos ativos, incluindo reuniões para definição das premissas, cálculos para os ativos da Companhia formalmente revisados e aprovados pela área técnica competente da Companhia, bem como a emissão do protocolo de redução ao valor recuperável assinado pela O oficial.

Plano de Remediação para a fraqueza material identificada em 31 de dezembro de 2019

Para sanar a deficiência material identificada no exercício de 2019, a administração da Companhia contou com o apoio do Coordenador de Controles Internos e de especialistas representantes de cada área para analisar e estabelecer ações imediatas para sanar esses agravos. As ações tomadas foram reportadas periodicamente ao Comitê de Auditoria, Conselho Fiscal e Conselho de Administração ao longo de 2020.

Ressaltamos que a Companhia tem trabalhado continuamente para melhorar seu ambiente de controles internos. Com o apoio de uma consultoria contratada para assessorar os trabalhos relacionados a Controles Internos, estabelecemos planos de ação para mitigar os riscos e comunicá-los periodicamente aos órgãos de

governança. Como resultado do trabalho realizado pela administração, a Empresa corrigiu com sucesso a deficiência material que havia sido relatada em nosso relatório do ano anterior.

Item 16A. Especialista Financeiro do Comitê de Auditoria

Em 3 de maio de 2019, nosso Conselho de Administração revisou as qualificações e os antecedentes dos membros do Comitê de Auditoria e determinou que o Sr. Carlos Biedermann um “especialista financeiro do comitê de auditoria”, nos termos do Item 16A do Formulário 20-F, e atende aos requisitos de independência da Norma 10A-3 do *Securities Exchange Act*. Para obter mais informações sobre nosso Comitê de Auditoria, consulte o “Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados - Comitê de Auditoria”.

Item 16B. Código de Ética

Nosso código de ética, denominado “Código de Conduta”, foi adotado pela primeira vez em 2003. Ao longo dos anos, houve revisões no documento para adequá-lo à realidade da Empresa. Destacamos a revisão realizada em 2015, quando foi realizada consulta pública aos stakeholders, e a revisão de 2017 que passou a refletir a nova regulamentação brasileira sobre conflito de interesses e treinamentos periódicos. A versão atual do Código de Conduta foi aprovada em 13 de março de 2018 pelo Conselho de Administração. Em 2019, iniciamos um novo processo de revisão do nosso Código por meio de consulta pública, com previsão de conclusão no início de 2021.

O Código de Conduta se aplica a todos os nossos funcionários, estagiários, fornecedores, prestadores de serviços, contratados, diretores e executivos (incluindo nosso Diretor-Presidente, nosso Diretor Financeiro e o diretor responsável por nosso departamento de contabilidade), bem como de nossas subsidiárias. Desde a adoção de nosso Código de Conduta, não concedemos nenhuma renúncia expressa ou implícita de qualquer seção de nosso código às pessoas a quem ele se aplica. Nosso Código está disponível em nosso site (ri.copel.com) e cópias também podem ser entregues por correio, mediante solicitação por escrito, para o endereço fornecido na página de rosto deste documento.

Item 16C. Honorários e Serviços do Auditor Principal

Honorários de Auditoria e Outros

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes atual como nossa firma de Auditoria Independente para o ano fiscal findo em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018.

A tabela abaixo mostra o montante total pago a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes pelos serviços realizados em 2020, 2019 e 2018, e discrimina os montantes por categoria de serviço:

Pagamentos	Exercício encerrado em 31 de dezembro		
	2020	2019	2018
	(milhões de R\$)		
Honorários de Auditoria	4,3	3,0	3,9
Honorários Relacionados a Auditoria	-	-	-
Honorários de Consultoria Fiscal	0,2	0,2	0,2
Todos os Demais Honorários	0,1	-	1,0
Total	4,6	3,2	5,1

Honorários de Auditoria

Os honorários de auditoria são honorários cobrados pela auditoria de nossas demonstrações financeiras anuais e pela revisão de nossas informações financeiras trimestrais no que toca a apresentações e arquivamentos legais e regulamentares.

Taxas Fiscais

As taxas de fiscais são taxas cobradas pela revisão dos procedimentos fiscais e tributários,

compreendendo o exame, observada a legislação vigente à época, dos procedimentos adotados para apuração, retenção, registro, controle, recolhimento, recuperação e contabilização dos tributos, inclusive das obrigações acessórias.

Todos os Demais Honorários

Os serviços faturados apresentados sob “Todos os demais honorários” refere-se a (a) a prestação de assistência técnica independente e a emissão de pareceres em conexão com a disputa com o Consórcio Colíder com relação ao “Contrato para Fornecimento de Bens e Serviços” para a Implementação da UHE Colíder, e (b) a análise e emissão de parecer em conexão com o procedimento legal visando restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro do referido Acordo.

Políticas e Procedimentos de Pré-Aprovação do Comitê de Auditoria

Ao contratar os serviços de auditores externos, a prática da Companhia prevê uma análise prévia pelo Comitê de Auditoria do Conselho de Administração, que deve considerar nesta avaliação se um relacionamento ou serviço prestado por um auditor independente: (i) cria interesses conflitantes com seu cliente de auditoria; (ii) coloca-os em posição de auditar seu próprio trabalho; (iii) resulta em atuar como gerente ou como funcionário do cliente de auditoria; ou (iv) coloca-os em uma posição de advogado para o cliente de auditoria.

O Comitê de Auditoria também considera, nesse tipo de avaliação, se algum serviço prestado pela empresa de auditoria independente pode prejudicar, de fato ou aparentemente, a independência da empresa. Sempre que necessário, o Comitê de Auditoria poderá contar com o apoio técnico da Auditoria Interna, ou de uma consultoria independente, para a avaliação técnica necessária em cada caso específico, com discussões sobre a contratação de outros serviços registradas na ata desta auditor independente da reunião colegiada.

Para mais informações sobre nosso Conselho de Administração e Comitê de Auditoria, consulte o “Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados”.

Item 16D. Dispensa dos Padrões de Listagem para Comitês de Auditoria

Segundo as normas da NYSE e da SEC com relação ao comitê de auditoria de uma empresa de capital aberto, devemos cumprir a Norma 10A-3 do *Securities Exchange Act*, que exige que nós estabeleçamos um comitê de auditoria composto por membros do conselho de administração que atenda às exigências específicas. Todos os cinco membros do Comitê de Auditoria contam com a isenção da Regra 10A-3 (b) (iv) (E): (i) Sr. Carlos Biedermann, Sr. Marco Antônio Barbosa Cândido e Luiz Claudio Maia Vieira, designados por no Paraná, e (ii) Leila Abraham Loria e Olga Stankevicius Colpo, que são designadas por acionistas minoritários. Em nossa avaliação, cada um desses membros atua de forma independente na execução de responsabilidades de um comitê de auditoria segundo a lei *Sarbanes-Oxley* e atende às outras exigências da Norma 10A-3 do *Securities Exchange Act*. Para mais informações sobre o nosso Comitê de Auditoria, veja “Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados - Comitê de Auditoria.

Item 16E. Compras de Ações pelo Emitente e por Compradores Coligados

Nenhuma.

Item 16F. Mudanças no Contador Certificador da Companhia

Não aplicável.

Item 16G. Governança Corporativa

Seção	Regra de Governança Corporativa da Bolsa de Nova Iorque para emissores americanos	Prática da Copel
Independência dos Membros do Conselho de Administração		

303A.01	Companhias listadas na Bolsa de Valores de Nova Iorque (“companhias listadas”) devem ter maioria de membros independentes em seu Conselho de Administração. As “companhias controladas” não estão obrigadas a cumprir essa exigência.	A Copel enquadra-se na definição de “companhia controlada” já que a maioria das ações com direito a voto são detidas no estado do Paraná. Como tal, a Copel não seria obrigada a cumprir a exigência sobre a maioria de membros independentes em seu Conselho. No entanto, a Lei Brasileira nº 13.303/2016 requer que pelo menos 25% dos membros no nosso conselho de administração sejam membros independentes e de acordo com o estatuto social da Copel, somos obrigados a ter um mínimo de 30% de conselheiros independentes no Conselho de Administração.
303A.03	Os conselheiros não-executivos de uma companhia listada devem participar de sessões executivas regularmente agendadas sem a diretoria..	Os conselheiros não-executivos da Copel não participam de sessões executivas regularmente agendadas sem a diretoria. Nosso Diretor Presidente também é membro o nosso Conselho de Administração. De acordo com os regulamentos internos de nosso conselho de administração, no caso de um conflito de interesses ou interesse particular de qualquer membro do conselho de administração ser identificado em relação a um assunto a ser decidido pelo conselho, tal conselheiro deve se abster de reunião, que continuará sem a sua presença

Comitê de Governança Corporativa e de Nomeação

303A.04	Uma companhia listada deve possuir um Comitê de Governança Corporativa e de Nomeação composto, em sua totalidade, por diretores independentes, com um estatuto escrito que aborda certas obrigações específicas mínimas. As “companhias controladas” não estão obrigadas a cumprir essa exigência.	Como uma companhia controlada, a Copel não precisaria cumprir a exigência de ter Comitê de Governança Corporativa e de Nomeação. No entanto, a Lei No. 13.303/2016 exige que a Copel mantenha um comitê estatutário permanente, consultivo dos acionistas e responsável pelo monitoramento dos processos de indicação e avaliação aplicáveis à nossa administração, aos membros de nosso conselho de administração, ao Conselho Fiscal e aos comitês do conselho. Este comitê é composto por membros indicados pelos acionistas.
---------	--	--

Seção

Regra de Governança Corporativa da Bolsa de Nova Iorque para emissores americanos

Prática da Copel

Comitê de Compensação

303A.05	Uma companhia listada deve possuir um comitê de compensação composto, em sua totalidade, por diretores independentes, com um estatuto escrito que aborda certas obrigações específicas mínimas. As “companhias controladas” não estão obrigadas a cumprir essa exigência.	A Copel não possui um comitê de compensação. Como uma companhia controlada, a Copel não precisaria cumprir a exigência de ter comitê de compensação se fosse uma companhia americana.
---------	---	---

Comitê de Auditoria

303A.06 303A.07	<p>Uma companhia listada deve possuir um comitê de auditoria com um mínimo de 3 (três) diretores independentes que satisfaçam os requisitos de independência da Lei 10A-3 sob o <i>Securities Exchange Act</i>, com um estatuto escrito que aborda certas obrigações específicas mínimas.</p>	<p>A COPEL possui um Comitê de Auditoria estatutário composto por cinco membros do conselho (três dos quais devem satisfazer os requisitos estabelecidos na Regra 10A-3 do <i>Securities Exchange Act</i> e devem ter experiência profissional em contabilidade corporativa), cada um deles com mandato de dois anos podendo ser reeleito até três vezes consecutivas. Uma das posições em nosso Comitê de Auditoria está atualmente vaga. De acordo com as regras internas do Comitê de Auditoria, os membros do Comitê de Auditoria são nomeados e podem ser substituídos pelo Conselho de Administração. Todos os membros do Comitê de Auditoria são membros de nosso Conselho de Administração.</p> <p>O Comitê de Auditoria é um comitê consultivo responsável por auxiliar nosso Conselho de Administração e dar sua opinião em assuntos relacionados à nossa gestão financeira e contábil, riscos, controles internos e auditoria, incluindo, entre outros, a qualidade, transparência e integridade de nossos processos de elaboração das demonstrações financeiras, efetividade de nossos controles internos com respeito à preparação de relatórios financeiros, bem como as atividades, independência e qualidade do trabalho de nossos auditores externos e internos.</p>
--------------------	---	---

Planos de compensação de capital

303A.08	<p>Deve-se dar a oportunidade aos acionistas de votar em todos os planos de compensação de capital e em todas as suas revisões relevantes, com exceções limitadas determinadas nas regras da Bolsa de Nova Iorque.</p>	<p>Sob a Lei das S.A., a pré-aprovação dos acionistas é requerida para a adoção de qualquer plano de compensação de capital e quaisquer revisões substanciais de tais planos.</p>
---------	--	---

Diretrizes de Governança Corporativa

303A.09	<p>Uma companhia listada deve adotar e divulgar diretrizes de governança corporativa que abordem certas matérias específicas mínimas.</p>	<p>Embora as práticas de governança corporativa adotadas pela Copel não atendam a todos os termos especificados nas normas da NYSE, elas atendem às exigências estabelecidos para as empresas listadas no nível 1 de governança corporativa da B3 (Brasil, Bolsa, Balcão). A Companhia também adota o Código de Melhores Práticas de Governança Corporativa do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (“IBGC”) e possui a certificação do Programa Destaque em Governança de Estatais da B3.</p>
---------	---	--

Código de Conduta e Ética para seus Conselheiros, Diretores e Empregados

303A.10	<p>Uma companhia listada deve adotar e divulgar seu código de conduta e ética para seus conselheiros, diretores e empregados e deve também apresentar</p>	<p>A Copel adotou um código de conduta que se aplica ao conselho de administração, ao conselho fiscal, à diretoria</p>
---------	---	--

prontamente qualquer abdicação do código para seus e aos empregados.
conselheiros ou diretores.

Exigências de Certificação

303A.12

O presidente de uma empresa listada deve prontamente notificar a Bolsa de Nova Iorque, por escrito, caso algum de seus diretores tome conhecimento de qualquer descumprimento relevante de qualquer um dos termos aplicáveis da Seção 303A e certificar que ele não tem conhecimento de nenhuma violação pela empresa listada dos padrões de listagem e governança corporativa da Bolsa de Valores de Nova Iorque, qualificando a certificação conforme necessário. Cada empresa listada deve apresentar uma Declaração por Escrito assinada anualmente à Bolsa. Além disso, cada empresa listada deve apresentar uma Declaração por Escrito provisória quando exigido pelo formulário de Declaração por Escrito provisória especificado pela Bolsa.

O presidente da Copel notificará prontamente a Bolsa de Nova Iorque, por escrito, caso algum de seus diretores tome conhecimento de qualquer descumprimento relevante de qualquer um dos termos aplicáveis das normas de governança corporativa da Bolsa e também certificará que ele não tem conhecimento de nenhuma violação pela empresa listada dos padrões de listagem e governança corporativa da Bolsa de Valores de Nova Iorque.

A Copel apresenta anualmente uma Declaração por Escrito Anual à Bolsa de Valores de Nova Iorque e submeterá uma Declaração por Escrito provisória quando necessário.

Item 17. Demonstrações financeiras

Não aplicável.

Item 18. Demonstrações financeiras

Referência é feita às páginas F-1 até F-143

Item 19. Anexos

1.1	Estatuto social aprovado e consolidado pela 187ª Assembleia Geral Extraordinária, de 10 de outubro de 2013, e alterado pela 190ª Assembleia Geral Extraordinária, de 23 de abril de 2015, e pela 193ª Assembleia Geral Extraordinária, de 22 de dezembro de 2016, pela 195ª Assembleia Geral Extraordinária, de 7 de junho de 2017, pela 197ª Assembleia Geral Extraordinária de 28 de junho de 2018, pela 199ª Assembleia Geral Extraordinária de 29 de abril de 2019, pela 200ª Assembleia Geral Extraordinária de 02 de dezembro de 2019 e pela 201ª Assembleia Geral Extraordinária de 11 de março de 2021.
2.1	Contrato de Depositária (ações preferenciais) datado de 21 de março de 1996, com alterações e atualizações até 21 de novembro de 2007, arquivado perante a SEC em 12 de fevereiro de 2009 como anexo de nossa Declaração de Registro em Formulário F-6 e incorporado a este documento por referência (Arquivo no. 333-157278).
2.4	Descrição dos valores mobiliários registrados de acordo com a Seção 12 do Exchange Act.
4.1	Termo de Ajuste celebrado em 4 de agosto de 1994 entre o Estado do Paraná e a Companhia Paranaense de Energia – Copel (o “Termo de Ajuste”) (incorporado por referência ao nosso Formulário F-1 333-7148, arquivado na SEC em 30 de junho de 1997), Quarto Termo Aditivo ao Termo de Ajuste celebrado em 21 de janeiro de 2005, com tradução em inglês (incorporado por referência a nosso relatório anual em Formulário 20-F para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2005, arquivado perante a SEC em 30 de junho de 2006) (Arquivo no. 001-14668) e o Quinto Termo Aditivo ao Termo de Ajuste celebrado em 31 de outubro de 2017.
8.1	Lista de subsidiárias.

12.1	Certificação pelo Diretor Presidente da Copel, conforme as Regras 13a-14 e 15-d-14 do <i>Securities Exchange Act</i> de 1934.
12.2	Certificação pelo Diretor Financeiro da Copel, conforme as Regras 13a-14 e 15-d-14 do <i>Securities Exchange Act</i> de 1934.
13.1	Certificação pelo Diretor Presidente da Copel, conforme a Seção 906 da Lei <i>Sarbanes-Oxley</i> de 2002.
13.2	Certificação pelo Diretor Financeiro da Copel, conforme a Seção 906 da Lei <i>Sarbanes-Oxley</i> de 2002.
101.INS	XBRL Instance Document.
101.SCH	XBRL Taxonomy Extension Schema Document.
101. CAL	XBRL Taxonomy Extension Calculation Linkbase Document.
101. DEF	XBRL Taxonomy Extension Definition Linkbase Document.
101.LAB	XBRL Taxonomy Extension Label Linkbase Document.
101.PRE	XBRL Taxonomy Extension Presentation Linkbase Document.

Existem, omitidos dos anexos arquivados com este relatório anual ou nele incorporados por referência, algumas notas promissórias e outros instrumentos e contratos com relação à dívida de longo prazo da Companhia, nenhum dos quais autoriza garantias em valor total que exceda a 10% dos ativos totais da Companhia. Concordamos, pelo presente, em fornecer à *Securities and Exchange Commission* cópias de quaisquer das notas promissórias ou outros instrumentos omitidos que a Comissão requisitar.

GLOSSÁRIO TÉCNICO

Ações classe A: As ações preferenciais classe A da Companhia.

Ações classe B: As ações preferenciais classe B da Companhia.

Ações Ordinárias: As ações ordinárias da Companhia.

ADRs: *American Depositary Receipts.*

ADSs: *American Depositary Shares*, cada uma representando uma ação Classe B.

Alta Voltagem ou Tensão: uma classe de tensões nominais do sistema igual ou maior do que 69.000 volts e menor do que 230.000 volts.

ANATEL: Agência Nacional de Telecomunicações.

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica.

B3 (Brasil, Bolsa, Balcão): B3 SA - Brasil, Bolsa, Balcão, a bolsa de valores, mercadorias e futuros, sediada em São Paulo, Brasil, incorporada em decorrência da incorporação da BM & FBOVESPA SA - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros e CETIP SA - Mercados Organizados.

Banco Central: Banco Central do Brasil.

Base de Remuneração Regulatória: Consiste no montante de investimentos realizados pelas distribuidoras na prestação dos serviços que será coberto pelas tarifas cobradas aos consumidores.

Contrato Bilateral: Instrumento jurídico que formaliza a compra e venda de energia elétrica entre Agentes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, com o objetivo de estabelecer preços, prazos e quantidades de fornecimento em determinados intervalos de tempo.

Capacidade Firme: o nível de potência elétrica que a Copel pode entregar a partir de uma usina elétrica específica com um grau de certeza de 95,0%, determinado de acordo com certos modelos estatísticos prescritos.

Capacidade Instalada: o nível de potência elétrica que pode ser entregue de uma unidade geradora específica numa base contínua de carga plena sob condições especificadas, como indicado pelo fabricante.

CBLC: Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia.

CER: Contrato de Energia Reserva.

CMN: Conselho Monetário Nacional.

Código: *U.S. Internal Revenue Code of 1986*, o código de arrecadação de impostos dos Estados Unidos, conforme alterado.

Concessionária: uma entidade que detém uma concessão ou autorização para gerar, transmitir ou distribuir energia elétrica no Brasil.

Consumidor Final: aquele que usa energia elétrica para suas próprias necessidades.

Consumidores Cativos: clientes cuja energia é fornecida pela distribuidora na qual a unidade

consumidora está conectada, tal como o valor pago já inclui o custo de energia e o custo do serviço de uso de transmissão e distribuição - serviço de transmissão. O consumidor não está livre para negociar as condições e a flexibilidade da energia fornecida para atender às necessidades de seus negócios, tendo que seguir as determinações estabelecidas pela distribuidora. O consumidor está sujeito à imprevisibilidade da variação anual do valor das tarifas das distribuidoras.

Consumidores do Grupo A: consumidores que usam energia elétrica a 2,3 kV ou tensões superiores. As tarifas aplicadas a esse grupo baseiam-se no nível de tensão efetivo em que a energia é fornecida e na época do ano e no horário do dia em que a energia é fornecida.

Consumidores do Grupo B: consumidores que recebem energia em tensões inferiores a 2,3 kV. As tarifas aplicáveis a eles abrangem somente um componente “energia” e baseiam-se na classificação dos consumidores.

Consumidores Especiais: Consumidores que consomem pelo menos 500 kW. Podem escolher seu fornecedor de energia se este gerar sua energia a partir de fontes alternativas, tais como pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas ou de biomassa.

Consumidores Livres: Consumidores de energia elétrica que podem escolher seus fornecedores de energia pois preenchem os seguintes requisitos: (i) demanda de pelo menos 3 MW em qualquer tensão no caso de consumidores novos (conectados à rede de distribuição depois de julho de 1995); (ii) demanda de pelo menos 3 MW e supridos em tensão igual ou maior que 69 kV no caso de existentes consumidores (conectados à rede de distribuição antes de julho de 1995); e (iii) demanda de pelo menos 500 kW e que optem por receber energia de fontes alternativas, tais como usinas eólicas, pequenas centrais hidrelétricas ou projetos de biomassa (também conhecidos como Consumidores Especiais).

Consumidores Residenciais de Baixa Renda: consumidores que consomem menos de 220 kWh por mês e solicitaram benefícios sob qualquer um dos programas sociais do governo federal. Os consumidores residenciais de baixa renda são considerados um subgrupo dos consumidores residenciais e não estão sujeitos ao pagamento de encargos de capacidade ou aquisição emergenciais ou a qualquer tarifa extraordinária aprovada pela ANEEL.

Conta CRC: Conta de Resultados a Compensar.

Contrato de Depósito: um Contrato de Depósito entre a Copel, o Depositário e os detentores registrados e legítimos proprietários de tempos em tempos de ADSs.

Contrato de Disponibilidade de Energia: Contrato em que o gerador se compromete a disponibilizar certa capacidade elétrica ao mercado regulado. Nesse caso, a receita do gerador é garantida, e os distribuidores correm o risco de escassez no suprimento.

Contrato de Quantidade de Energia: Contrato em que o gerador se compromete a suprir determinado montante de energia elétrica e assume o risco de o suprimento de energia elétrica ser afetado adversamente por condições hidrológicas e níveis baixos em reservatórios, o que poderia interromper o suprimento de energia, caso em que o gerador deverá adquirir essa energia de outras fontes para cumprir suas obrigações de suprimento.

Copel Distribuição S.A.: Entidade da Companhia dedicada ao negócio de distribuição.

Copel Geração e Transmissão S.A. ou Copel GeT: A entidade da Companhia responsável pelo negócio de geração e transmissão.

Custodiante: Itaú Unibanco S.A., custodiante das ações Classe B representadas por ADSs.

Decreto nº 6.306/07: Decreto tributário brasileiro nº 6.306, de 14 de dezembro de 2007, que regulamenta o imposto sobre o crédito, câmbio e seguro, ou relativos a títulos mobiliários - IOF.

Deloitte: Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes.

Depositário: Bank of New York Mellon, na qualidade de depositário.

Distribuição: a transferência de energia elétrica das linhas de transmissão em pontos de suprimento da rede e sua entrega a consumidores por meio de linhas de distribuição com voltagens entre 13,8 kV e 44 kV.

Distribuidor: uma entidade que fornece energia elétrica a um grupo de consumidores por meio de uma rede de distribuição.

Dólares Americanos, dólares ou US\$: Dólares norte-americanos.

Elejor: Centrais Elétricas do Rio Jordão S.A.

Eletrosul: Eletrosul Centrais Elétricas S.A.

Garantia física: Montante determinado atribuído a cada usina hidrelétrica de acordo com critérios de risco de fornecimento de energia definidos pelo MME. A garantia física também representa a energia máxima que pode ser vendida pelo gerador conforme previsto no contrato de concessão, independentemente do volume de energia elétrica efetivamente gerado pela usina.

Fundo RGR: Um fundo de reserva criado para fornecer pagamentos compensatórios a companhias de energia elétrica para certos ativos utilizados juntamente com uma concessão caso a concessão seja revogada ou não seja renovada.

Furnas: Furnas Centrais Elétricas S.A

Gigawatt (GW): um bilhão de watts.

Gigawatt-hora (GWh): um gigawatt de potência suprido ou demandado por uma hora, ou um bilhão de watts-horas.

GPON: Gigabit-Capable Passive Optical Networks - Uma rede ótica passiva (PON) é um sistema que traz o cabeamento de fibra ótica e sinaliza a todos ou a maior parte do caminho para o usuário final. Dependendo de onde a PON termine, o sistema pode ser descrito como fibra-a-meio-fio (FTTC), fibra-to-the-building (FTTB) ou fibra-to-the-home (FTTH). Rede ótica passiva: Uma arquitetura de rede de fibra passiva ponto-a-multiponto na qual uma única fibra utiliza divisores ópticos para atender a várias instalações. Gigabit PON: Baseado nos tipos PON anteriores, o GPON suporta taxas de dados mais altas e maior segurança, e foi implementado em todo o mundo pelas principais operadoras de telecomunicações.

IASB: *International Accounting Standards Board*.

IFRS: *International Financial Reporting Standards*, as normas internacionais de contabilidade.

IGP-DI: Índice Geral de Preços—Disponibilidade Interna.

IGP-M: Índice Geral de Preços do Mercado.

IPCA: Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo.

Itaipu: Itaipu Binacional, usina hidrelétrica igualmente administrada pelo Brasil e Paraguai, com

capacidade instalada de 14.000 MW.

Latibex: Mercado de valores latino-americanos em euros, parte da Bolsa de Valores de Madri.

Lei de Renovação das Concessões 2013: Lei 12.783, sancionada em 11 de janeiro de 2013, a qual prevê que a maior parte das concessões de geração, transmissão e distribuição podem ser renovadas a pedido da concessionária por um período adicional de 30 anos, sob a condição de a concessionária concordar em alterar os termos do contrato de concessão para refletir um novo regime de tarifas a ser estabelecido pela ANEEL.

Leilão de Energia de Reserva: mecanismo de contratação de energia de reserva criado para aumentar a segurança no fornecimento de energia pelo Sistema Interligado Nacional (SIN). O leilão de reserva atua como um seguro contratado pelos distribuidores para ser usado quando há um descompasso entre demanda e oferta previstas. Essa modalidade de contratação é formalizada por meio da conclusão do CER entre os agentes de venda nos leilões e a CCEE.

Leilões A-3: Denominação de leilões de energia para novos projetos de geração, conduzidos no ambiente regulado brasileiro no terceiro ano antes da data inicial de entrega.

Leilões A-5: Denominação de leilões de energia para novos projetos de geração, conduzidos no ambiente regulado brasileiro no quinto ano antes da data inicial de entrega.

Principal Concessão de Transmissão: Contrato de concessão de transmissão nº 060/2001, compreende diversos ativos de transmissão que estavam em operação em 2001 (data da assinatura do contrato de concessão).

MCSD: Mecanismo de Compensação de Sobras e Défcits. Processo de realocação, entre agentes de distribuição participantes da CCEE, de sobras e défcits de montantes de energia contratados no Ambiente de Contratação Regulada - ACR.

MCSD-EN: Mecanismo de Compensação de Sobras e Défcits de Energia Nova. Permite que os agentes de distribuição compensem entre si montantes de energia elétrica e potência adquiridos em leilões de novos empreendimentos de geração, bem como trata da possibilidade de redução de montantes contratados com os agentes geradores detentores de contratos vinculados aos novos empreendimentos de geração.

Megawatt (MW): um milhão de watts.

Megawatt-hora (MWh): um megawatt de potência suprido ou demandado por uma hora, ou um milhão de watts-horas.

Mercado de curto prazo: Ambiente da Câmara de Comercialização de Energia - CCEE onde são contabilizadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados pelos agentes e os montantes de geração e de consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes, que são liquidadas ao Preço de Liquidação das Diferenças – PLD. *Mercado Livre*: Segmento do mercado que permite certo grau de competição. O mercado livre abrange especificamente compra de energia elétrica por entidades não reguladas como consumidores civres e comercializadores de energia.

Mercado Regulado: segmento do mercado em que as concessionárias de distribuição adquirem toda a energia elétrica para suprir consumidores por meio de leilões públicos. Os leilões são administrados pela ANEEL, diretamente ou por meio da CCEE, sob certas diretrizes emitidas pelo MME. O mercado regulado é geralmente considerado o mais estável em termos de fornecimento de energia elétrica.

MME: Ministério de Minas e Energia.

MRE: O Mecanismo de Realocação de Energia busca mitigar os riscos dos agentes de geração causados por variações nas vazões de rios (risco hidrológico).

MVE: Mecanismo de Venda de Excedentes. Propicia que as distribuidoras comercializem excedentes de energia e, em caso de vendas relacionadas a montantes do limite regulatório ou da sobrecontratação involuntária, que parte do benefício auferido seja revertido em favor do consumidor no processo de reajuste tarifário.

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Paraíso Fiscal Acionista: Um acionista situado em paraísos fiscais (isto é, um país ou local que não cobre imposto de renda ou onde a alíquota máxima seja inferior a 20% ou onde a legislação local imponha restrições à divulgação da composição acionária ou a titularidade do investimento ou o beneficiário efetivo dos rendimentos provenientes de transações realizadas e atribuíveis a um Detentor Não Brasileiro).

PCH - Pequena Central Hidrelétrica: usinas hidrelétricas com capacidade geradora entre 1.000 kW e 30.000 kW cujo reservatório cobre área igual ou inferior a 3,0 km².

PIE: Produtor Independente de Energia, uma pessoa jurídica ou consórcio que detém uma concessão ou autorização para gerar energia para venda por sua própria conta a concessionárias do serviço público de energia elétrica ou a consumidores livres.

Programa de Racionamento: Um programa instituído pelo governo federal com vistas à redução do consumo de energia, em vigor de primeiro de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002, período em que o nível de chuva no Brasil foi baixo.

Quilovolt (kV): 1.000 volts.

Quilowatt (kW): 1.000 watts.

Quilowatt-hora (kWh): um quilowatt de potência suprido ou demandado por uma hora, ou mil watts-horas.

Real, Reais ou R\$: real.

Receita Anual Permitida (RAP): A receita anual estabelecida pela ANEEL a ser cobrada por uma concessionária de transmissão pelo uso de suas linhas de transmissão por terceiros, o que inclui consumidores civres, geradores e distribuidores.

Sanepar: Companhia de Saneamento do Paraná – Sanepar.

Securities Act: Lei de Valores Mobiliários dos Estados Unidos (*The United States Securities Act*) de 1933, conforme alterada.

Securities Exchange Act: Lei de Valores Mobiliários (*The United States Securities Exchange Act*) de 1934, conforme alterada.

Sercomtel Telecomunicações: Sercomtel Telecomunicações S.A.

Sistema Interligado de Transmissão: sistemas ou redes para a transmissão de energia interligados por meio de uma ou mais linhas e/ou transformadores.

Subestação: um conjunto de equipamentos que comuta e/ou altera ou regula a tensão da energia elétrica num sistema de transmissão e distribuição.

Tarifa de Fornecimento: Receita cobrada pelas concessionárias de distribuição de seus consumidores. Cada consumidor se enquadra num determinado nível tarifário definido por lei e baseado na classificação do consumidor, embora haja alguma flexibilidade de acordo com a natureza da demanda de cada consumidor. As tarifas de fornecimento estão sujeitas a reajustes anuais pela ANEEL.

Tarifa de Transmissão: receita cobrada pelas concessionárias de transmissão com base na rede de transmissão que possuem e operam. As tarifas de transmissão estão sujeitas a revisões periódicas pela ANEEL.

Tarifa Média: Receita total de vendas dividida pelo total de MWh vendidos para cada período considerado, incluindo, no caso da Companhia, energia elétrica não faturada, ou energia elétrica entregue mas cuja fatura ainda não foi entregue. A receita total de venda, para fins de cálculo da tarifa média, inclui tanto o faturamento bruto (antes da dedução do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS) como vendas de energia elétrica não faturadas, sobre as quais o ICMS ainda não incidiu.

Titular Não-Brasileiro: Um indivíduo, entidade, fundo ou organização residente ou domiciliado fora do Brasil por motivos de tributação brasileira que adquire, possui e vende Ações Classe B ou ADSs.

Titular residente nos EUA: Um titular beneficiário de uma Ação da Classe B ou ADS que é (i) um indivíduo cidadão ou residente nos Estados Unidos da América; (ii) uma empresa ou qualquer outra entidade geradora de imposto como uma empresa, criada em conformidade com a legislação dos Estados Unidos, de qualquer estado do país ou do Distrito de Colúmbia; ou (iii) sujeito à tributação federal dos Estados Unidos numa base líquida em relação à Ação da Classe B ou ADS.

TJLP: Taxa de Juros a Longo Prazo.

Transmissão: a transferência em grosso de energia elétrica de instalações de geração à rede de distribuição em um centro de carga por meio da rede de transmissão (em linhas com capacidade entre 69 kV e 525 kV).

TUST: A tarifa estabelecida pela ANEEL para o uso do sistema de transmissão, que é o Sistema Interligado de Transmissão e suas instalações auxiliares.

UHE – Usina Hidrelétrica: uma unidade geradora que usa a força da água para movimentar o gerador elétrico.

Unidade Geradora: um gerador elétrico juntamente com a turbina ou outro dispositivo que o impulsiona.

Usina Termelétrica ou UTE: unidade geradora que utiliza combustível como carvão, óleo, diesel, gás natural ou outros hidrocarbonetos como fonte de energia para movimentar o gerador elétrico.

Volt: a unidade básica de força elétrica análoga à pressão da água em libras por polegada quadrada.

Watt: a unidade básica de potência elétrica.

ASSINATURAS

A registrante certifica por meio desta que ela atende a todas as exigências para arquivamento em Formulário 20-F e que autorizou devidamente o signatário abaixo a assinar por ela este relatório anual.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL

Por: /s/ Daniel Pimentel Slaviero

Nome: Daniel Pimentel Slaviero

Cargo: Diretor Presidente

Por: /s/ Adriano Rudek de Moura

Nome: Adriano Rudek de Moura

Cargo: Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Data: 19 de abril de 2021

REPORT OF INDEPENDENT REGISTERED PUBLIC ACCOUNTING FIRM

To the Shareholders and Board of Directors of
Companhia Paranaense de Energia - Copel
Curitiba - PR, Brazil

Opinion on the Financial Statements

We have audited the accompanying consolidated statements of financial position of Companhia Paranaense de Energia - Copel and subsidiaries (the "Company") as of December 31, 2020 and 2019, the related consolidated statements of income, comprehensive income, changes in equity and cash flows for each of the three years in the period ended December 31, 2020, and the related notes (collectively referred to as the "financial statements"). In our opinion, the financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of the Company as of December 31, 2020 and 2019, and the results of its operations and its cash flows for each of the three years in the period ended December 31, 2020, in conformity with International Financial Reporting Standards - IFRS as issued by the International Accounting Standards Board - IASB.

We have also audited, in accordance with the standards of the Public Company Accounting Oversight Board (United States) (PCAOB), the Company's internal control over financial reporting as of December 31, 2020, based on the criteria established in *Internal Control - Integrated Framework (2013)* issued by the Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission and our report dated April 19, 2021, expressed an unqualified opinion on the Company's internal control over financial reporting.

Basis for Opinion

These financial statements are the responsibility of the Company's management. Our responsibility is to express an opinion on the Company's financial statements based on our audits. We are a public accounting firm registered with the PCAOB and are required to be independent with respect to the Company in accordance with the U.S. federal securities laws and the applicable rules and regulations of the Securities and Exchange Commission - SEC and the PCAOB.

We conducted our audits in accordance with the standards of the PCAOB. Those standards require that we plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free of material misstatement, whether due to error or fraud. Our audits included performing procedures to assess the risks of material misstatement of the financial statements, whether due to error or fraud, and performing procedures that respond to those risks. Such procedures included examining, on a test basis, evidence regarding the amounts and disclosures in the financial statements. Our audits also included evaluating the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall presentation of the financial statements. We believe that our audits provide a reasonable basis for our opinion.

Emphasis of Matter

COVID-19-Related Matters

As discussed in Note 1 to the financial statements, the Company has described the impacts of the coronavirus disease (COVID-19) on the operations of the business and the uncertainties of related future impacts on the business, as well as the measures, both taken and planned, to deal with these events and circumstances. Our opinion is not modified in respect of this matter.

Reclassification of RBSE Asset from Accounts Receivable - Concessions to Contract Assets

As discussed in Note 3.6.1, the accompanying financial statements for the year ended December 31, 2019 have been restated for the reclassification of the RBSE Asset from Accounts receivable - Concessions to contract assets. Our opinion is not modified in respect of this matter.

Assets Held for Sale and Discontinued Operations

As discussed in Notes 40 and 3.6.2, effective September 16, 2020, Copel Telecomunicações S.A. has been designated as a discontinued operation and is reflected as such in the accompanying financial statements. Our opinion is not modified in respect of this matter.

Share Split

As discussed in Note 3.6.3, earnings per share and per share amounts of dividends reflect the effects of the share split on March 11, 2021. Our opinion is not modified in respect of this matter.

Critical Audit Matters

The critical audit matters communicated below are matters arising from the current-period audit of the financial statements that were communicated or required to be communicated to the audit committee and that (1) relate to accounts or disclosures that are material to the financial statements and (2) involved our especially challenging, subjective, or complex judgments. The communication of critical audit matters does not alter in any way our opinion on the financial statements, taken as a whole, and we are not, by communicating the critical audit matters below, providing separate opinions on the critical audit matters or on the accounts or disclosures to which they relate.

Revenue Recognition - Refer to Notes 4.12 and 31 to the Financial Statements

Critical Audit Matter Description

The Company bills its residential, industrial and commercial customers monthly. Unbilled revenues from the billing date to month-end are estimated based on the prior month's billing and recognized as revenue at the end of the month in which the service was provided. At the end of each month, the amount of energy delivered to the customers since their last meter reading date is estimated and the corresponding unbilled revenue is determined based upon a customer's daily estimated usage by class and applicable customer rates reflecting significant historical trends and experience. Differences between estimated and actual unbilled revenues are recognized in the following month.

We identified revenue recognition as a critical audit matter because of the judgments necessary to audit the revenue recognition, including the methods and assumptions used to estimate unbilled revenue, as well as the use of automated systems to process and record revenue. Performing procedures to audit revenue required a high degree of auditor judgment and extensive audit effort, including involvement of our Information Technology - IT specialists.

How the Critical Audit Matter Was Addressed in the Audit

Our audit procedures on revenue recognition included the following, among others:

- We tested the effectiveness of controls over revenue recognition, including Management's controls over the measurement of energy volumes and pricing, as well as controls over estimates of unbilled revenue.
- With the assistance of our IT specialists, we:
 - Identified the significant systems used to process revenue transactions and tested the general IT controls over each of these systems, including testing of user access controls, change Management controls, and IT operations controls.
 - Performed testing of system interface controls and automated controls within the relevant revenue streams, as well as the controls designed to ensure the accuracy and completeness of revenue.
- With respect to unbilled revenue, we:
 - Evaluated the appropriateness and consistency of the methods and assumptions used by Management to develop the estimates of unbilled revenue.
 - Tested the mathematical accuracy of Management's estimates of unbilled revenue.
 - We evaluated Management's ability to estimate unbilled revenue accurately by comparing actual subsequent revenue with Management's historical estimates for the related revenue streams.
- For a sample of revenue transactions, we performed detail transaction testing by agreeing the amounts recognized to source documents, testing the mathematical accuracy of the recorded revenue, and verifying subsequent cash receipts.
- We assessed whether the disclosures made by Management in the financial statements are appropriate.

Impairment of Long-lived Assets - Refer to Notes 4.10 and 17.5 to the Financial Statements

Critical Audit Matter Description

Long-lived assets, primarily property, plant and equipment and intangible assets, comprise a significant amount of Company's total assets. Management evaluates the long-lived assets and makes judgments and estimates concerning the carrying value of these assets, including the amounts to be capitalized, the depreciation/amortization rates and useful lives of these long-lived assets. The carrying values of these assets are reviewed for impairment whenever events or changes in circumstances indicate that the carrying amounts may not be recoverable. An impairment loss is recorded in the period in which it is determined that the carrying amount is not recoverable. This requires Management to make long-term forecasts of future revenues and costs related to the assets subject for review. These forecasts require assumptions about the demand for its products and services, future market conditions and regulatory developments. Significant and unanticipated changes to these assumptions could require a provision for impairment in a future period.

We identified impairment of long-lived assets, specifically property, plant and equipment, as a critical audit matter because of the significant estimates and assumptions Management makes to estimate the recoverable amount of property, plant and equipment. This required a high degree of auditor judgment and an increased extent of effort, including the need to involve our fair value specialists, when performing audit procedures to evaluate the reasonableness of Management's estimates and assumptions related to forecasts of future revenues, operating margins and selection of the discount rates.

How the Critical Audit Matter Was Addressed in the Audit

Our audit procedures related to impairment of long-lived assets included the following, among others:

- We tested the effectiveness of controls over Management's impairment evaluation of property, plant and equipment, including those over the identification of impairment indicators and the determination of the recoverable amount, such as controls related to Management's forecasts, the selection of discount rates and mathematical accuracy of the models used by Management.
- We evaluated the reasonableness of Management's forecasts and challenged the assumptions and critical judgments, by considering (1) historical results, (2) contractual and market conditions, including price and energy quantities, and (3) impact of changes in the regulatory environment, also considering the potential effects arising from the COVID-19 pandemic.
- With the assistance of our fair value specialists, we evaluated the discount rates, including testing the underlying source information and the mathematical accuracy of the calculations, and developing a range of independent estimates and comparing those to the discount rates selected by Management.
- With the assistance of our technical standard and accounting professionals' specialists to assess the concepts used in the long-lived assets impairment test, we assessed whether the disclosures made by Management in the financial statements are appropriate.

Provisions for Legal Claims and Contingent Liabilities - Refer to Notes 4.11 and 29 to the Financial Statements

Critical Audit Matter Description

The Company is part in several judicial and administrative proceedings before different courts. Based on assessments made by the Company's legal counsel, Management makes provisions for legal claims in which losses are rated probable, thus meeting the criteria for recognition of provisioning. The Company's Management believes that it is not practicable to provide information regarding the expected timing of any cash outflows resulting from these lawsuits in which the Company and its subsidiaries are involved, due to the slow pace and unpredictability of Brazilian legal, tax and regulatory systems, and since final resolution of the proceedings for which a provision has been registered depends on the conclusions of court proceedings.

We identified provisions for legal claims and contingent liabilities as a critical audit matter because of the large number of cases and the subjectivity of estimating the likelihood and amount of potential losses, performing audit procedures to evaluate whether legal claim provisions were appropriately recorded and disclosed, requiring a high degree of auditor judgment and an increased extent of effort.

How the Critical Audit Matter Was Addressed in the Audit

Our audit procedures related to provision for loss on legal claims included the following, among others:

- We tested the effectiveness of controls related to provisions for legal claims and contingent liabilities, including those over the completeness and review of new and outstanding legal matters, as well as controls over the measurement of potential losses.
- With the assistance of our IT specialists, we tested the effectiveness of controls related to the computerized systems used by Management to manage outstanding cases.
- We tested the integrity and accuracy of the database used by Management to manage outstanding cases and used to determine loss probabilities and measure potential losses.

- We inquired internal and external legal counsel to understand developments in legal matters and progression in potential settlement discussions.
- We requested and received a written response from internal and external legal counsel as it relates to lawsuits.
- We read Board of Directors and Executive meeting minutes for evidence of unrecorded contingencies.
- We evaluated the assumptions and judgments used by Management to estimate legal and other provisions, including corroborating the assumptions with internal legal counsel, with the assistance of our tax and environmental specialists.
- We evaluated the Company's disclosures for consistency with our knowledge of the Company's legal matters.

Assets Held for Sale and Discontinued Operations - Refer to Note 40 to the Financial Statements

Critical Audit Matter Description

After announcing the Board of Directors approval for the divestment of 100% of the Company's interest held in Copel Telecomunicações S.A. on July 15, 2020 and after obtaining additional required approvals for the planned public auction, Copel Telecomunicações S.A. was classified as available for sale and reported as a discontinued operation effective September 16, 2020 under IFRS 5 - Non-current Assets Held for Sale and Discontinued Operations. After conclusion of the public auction in November 2020, a Share Purchase and Sale Agreement (CCVA) was signed with the winning bidder in January 2021.

We identified assets held for sale and discontinued operations as a critical audit matter because of the size of the transaction and high degree of judgment and subjectivity necessary to determine when the assets held for sale and discontinued operations criteria according to IFRS 5 were met, requiring the use of technical knowledge and interpretation of the accounting standard, as well as the high degree of auditor judgment and effort.

How the Critical Audit Matter Was Addressed in the Audit

Our audit procedures related to provision for assets held for sale and discontinued operations included the following, among others:

- We tested the effectiveness of controls relating to Management's process over disclosures of held-for-sale assets and liabilities/discontinued operations in the financial statements.
- We tested the completeness and accuracy of the disclosures regarding held-for-sale assets and liabilities/discontinued operations, including its measurements and timing.
- We compared the selling price for the Copel Telecomunicações business to the carrying value of the businesses.
- We read the minutes of the Board of Directors which evidenced authorization and approval of the transaction.
- With the assistance of our technical standard and accounting professionals' specialists, we evaluated Management's application of IFRS 5 for classification of held-for-sale assets and liabilities/discontinued operations.
- We assessed whether the disclosures made by Management in the financial statements are appropriate.

Recognition of PIS and Cofins Liability to Be Refunded to Consumers - Refer to Note 13.2.1 to the Financial Statements

Critical Audit Matter Description

On June 16, 2020, a final unappealable ruling court decision acknowledged Copel Distribuição's right to exclude from the PIS and Cofins tax basis the full ICMS amount included in its energy supply and distribution invoices, as well as authorizing Copel to use the tax credit to pay current taxes, related to the period from August 2004 to June 2020. Considering the favorable ruling, Copel Distribuição recognized the updated tax credit in assets. Also, based on the opinion of its legal counsel, the Company recorded the estimated liability to be refunded to consumers for the past ten years of the credit, as from the date of the unappealable decision, considering the current legislation, the statute of limitations period defined in the civil code and jurisprudence.

We identified the recognition of PIS and Cofins liability to be refunded to consumers as a critical audit matter because of the size and complexity of the transaction and high degree of judgment and subjectivity necessary to estimate the Company's estimated liability amount to be refunded, requiring use of technical knowledge and interpretation of applicable legislation. This required a high degree of auditor judgment and an increased extent of effort, including the need to involve our tax and tax legal specialists, when performing audit procedures to evaluate the rationale and challenge Management's assumptions and judgment.

How the Critical Audit Matter Was Addressed in the Audit

Our audit procedures related to the provision for recognition of PIS and Cofins liability to be refunded to consumers included the following, among others:

- We tested the effectiveness of controls related to Management's process to recognize transactions of such nature.
- With the assistance of our tax specialists, we tested the reasonableness of Management's methodology used and measurement of the tax credit, including its original amount and monetary correction, which are also the basis for the liability recognized.
- We tested the completeness and accuracy of the database used by Management to calculate the tax credits and liability.
- With the assistance of technical standard and accounting professionals' specialists and our tax legal specialists, we analyzed the legal opinions prepared by the Company's legal specialists (in-house and outside legal counsel) with respect to the evaluation of the liability recognition and understanding its rationale, as well as challenged the Company's assumptions and judgment.
- We assessed whether the disclosures made by Management in the financial statements are appropriate.

Cyber-attack - Refer to Note 41.2 to the Financial Statements

Critical Audit Matter Description

In January 2021, Copel became aware that it was exposed to a cyber incident in its IT environment that interrupted some systems, partially affected the Company's administrative operations and caused a possible data breach. Management has been conducting a comprehensive containment and remediation effort with respect to the vulnerabilities, extent and consequences of the cyber-attack, involving external cybersecurity and IT general control specialists, to contain and mitigate the incident, such as data breach, among others. The Company has no indication that the accuracy and completeness of the financial information have been affected as a result of the incident.

We identified the cyber incident as a critical audit matter since Copel depends on its IT structure for operation processing and preparation of its financial statements. The potential non-adequacy of the IT general control environment and its IT-dependent controls could give rise to the incorrect processing of critical information used in preparing the financial statements, as well as modify information and cyber security-related risks. This required a high degree of auditor judgment and an increased extent of effort, including the need to involve IT and cyber incident response specialists, when performing audit procedures to evaluate the extent of possible consequences to the IT environment.

How the Critical Audit Matter Was Addressed in the Audit

Our audit procedures related to the cyber-attack included the following, among others:

- We assessed the effects of the cyber-attack on the effectiveness of the Company's and its subsidiaries' internal control activities, IT environment and data security.
- With the assistance of our IT and cyber incident response specialists, we analyzed the extent of the possible consequences to the IT environment and the actions taken by Management to improve the IT security control environment.
- For a sample of transactions, we performed additional detail testing on accounting journal entries recorded during the incident period, in order to assess whether there were impacts to the Company's financial statement information.
- We evaluated the impacts of the cyber-attack arising from a possible breach of sensitive data and information, considering Brazilian legislation, as well as other applicable laws.
- With the assistance of our technical standard and accounting professionals' specialists, we evaluated the impacts arising from the cyber-attack on the Company's financial statements and internal control environment.
- We assessed whether the disclosures made by Management in the financial statements are appropriate.

Transmission Contract Assets - Refer to Note 3.6.1 to the Financial Statements

Critical Audit Matter Description

On December 1, 2020, the Brazilian Securities and Exchange Commission (CVM) published Circular Letter/CVM/SNC/SEP/04/2020 (Circular Letter 04/2020), which provided complementary interpretative guidance on aspects of IFRS 15 - Revenue from Contracts with Customers and IFRS 9 - Financial Instruments to be observed when preparing the financial statements by electric transmission companies.

We identified transmission contract assets as a critical audit matter because of judgments necessary to assess the effects of Circular Letter 04/2020, which required the use of technical knowledge and the interpretation of the context applicable to the matter as well as the high degree of auditor judgment and increased extent of effort involved.

How the Critical Audit Matter Was Addressed in the Audit

Our audit procedures related to transmission contract assets included the following, among others:

- We tested the effectiveness of controls related to Management's process to measure, classify and disclose transmission contract assets in the financial statements.
- We assessed the criteria used by Management to measure, classify and disclose transmission contract assets, including the effects arising from Circular Letter 04/2020.

- We tested the completeness and accuracy, on a sample basis, of the transmission contract assets.
- With the assistance of our technical standard and accounting professionals' specialists, we evaluated the Company's adequacy with respect to the concepts used to measure, classify and disclose transmission contract assets, including the effects arising from Circular Letter 04/2020, in the Company's financial statements.
- We assessed whether the disclosures made by Management in the financial statements are appropriate.

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
Curitiba, Brazil

April 19, 2021

We have served as the Company's auditor since 2016.

Companhia Paranaense de Energia – Copel e Subsidiárias

Demonstrações Financeiras Consolidadas em 31 de dezembro de 2020 e 2019 e os anos encerrados de 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018 e o Relatório dos Auditores Independentes

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias

Balanco Patrimonial Consolidadas

Em 31 de dezembro de 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

ATIVO	NE nº	31.12.2020	Reapresentado 31.12.2019	Reapresentado 1º.01.2019
CIRCULANTE				
Caixa e equivalentes de caixa	5	3.222.768	2.941.727	1.948.409
Títulos e valores mobiliários	6	1.465	3.112	124.862
Cauções e depósitos vinculados		197	147	203
Clientes	7	3.768.242	3.120.168	2.944.091
Dividendos a receber		67.066	70.092	76.672
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	287.789	219.236	190.876
Ativos financeiros setoriais	9	173.465	355.570	421.184
Contas a receber vinculadas à concessão	10	4.515	4.545	4.180
Ativos de contrato	11	285.682	161.740	134.016
Outros créditos	12	514.185	426.865	363.250
Estoques		162.791	130.442	116.285
Imposto de renda e contribuição social		86.410	236.929	152.157
Outros tributos a recuperar	13.2	1.565.323	205.060	160.842
Despesas antecipadas	14	36.987	33.563	40.819
		10.176.885	7.909.196	6.677.846
Ativos classificados como mantidos para venda	40	1.230.546	-	-
		11.407.431	7.909.196	6.677.846
NÃO CIRCULANTE				
Realizável a Longo Prazo				
Títulos e valores mobiliários	6	299.065	278.969	219.434
Outros investimentos temporários		22.385	27.734	19.511
Cauções e depósitos vinculados	21.1	133.521	98.433	89.555
Clientes	7	51.438	62.399	162.915
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	1.104.835	1.131.449	1.254.166
Depósitos judiciais	15	486.746	504.190	528.290
Ativos financeiros setoriais	9	173.465	118.419	257.635
Contas a receber vinculadas à concessão	10	1.897.825	1.873.824	1.792.685
Ativos de contrato	11	5.207.115	4.628.913	4.053.040
Outros créditos	12	845.460	661.759	228.894
Imposto de renda e contribuição social		137.778	142.532	166.384
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.1	1.191.104	1.011.866	1.007.061
Outros tributos a recuperar	13.2	4.539.498	322.011	231.400
Despesas antecipadas	14	44	132	3.290
		16.090.279	10.862.630	10.014.260
Investimentos	16	2.729.517	2.523.179	2.368.234
Imobilizado	17	9.495.460	10.592.103	10.840.663
Intangível	18	6.929.456	6.332.611	6.029.097
Direito de uso de ativos	27	132.521	92.831	118.022
		35.377.233	30.403.354	29.370.276
TOTAL DO ATIVO		46.784.664	38.312.550	36.048.122

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias

Balanço Patrimonial Consolidadas, continuação

Em 31 de dezembro de 2020 e 2019

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

PASSIVO	NE nº	Reapresentando		Reapresentando
		31.12.2020	31.12.2019	1º.01.2019
CIRCULANTE				
Obrigações sociais e trabalhistas	19	684.046	337.044	284.179
Fornecedores	20	2.291.307	1.685.280	1.419.243
Imposto de renda e contribuição social	13	681.831	60.132	197.949
Outras obrigações fiscais	13.2	490.608	501.068	451.433
Empréstimos e financiamentos	21	717.677	255.521	1.113.047
Debêntures	22	1.881.411	1.164.301	2.184.881
Dividendos a pagar		991.887	616.356	375.675
Benefícios pós-emprego	23	69.231	66.004	58.478
Encargos setoriais a recolher	24	33.712	28.508	79.872
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	25	380.186	375.395	270.429
Contas a pagar vinculadas à concessão	26	88.951	73.032	67.858
Passivos financeiros setoriais	9	188.709	-	-
Passivo de arrendamentos	27	41.193	33.573	27.956
Outras contas a pagar	28	235.400	149.407	192.070
PIS e Cofins a restituir para consumidores	13.2.1	121.838	-	-
		8.897.987	5.345.621	6.723.070
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	40	756.405	-	-
		9.654.392	5.345.621	6.723.070
NÃO CIRCULANTE				
Fornecedores	20	145.145	187.913	49.956
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.1	484.338	293.666	157.420
Outras obrigações fiscais	13.2	622.483	662.114	796.732
Empréstimos e financiamentos	21	2.470.854	2.886.862	2.934.260
Debêntures	22	4.876.070	7.265.409	5.333.250
Benefícios pós-emprego	23	1.424.383	1.128.932	910.285
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	25	284.825	282.776	322.306
Contas a pagar vinculadas à concessão	26	642.913	539.555	516.305
Passivos financeiros setoriais	9	-	102.284	96.531
Passivo de arrendamentos	27	97.168	63.031	90.066
Outras contas a pagar	28	469.886	349.462	116.954
PIS e Cofins a restituir para consumidores	13.2.1	3.805.985	-	-
Provisões para litígios	29	1.555.704	1.606.713	1.664.773
		16.879.754	15.368.717	12.988.838
PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
Atribuível aos acionistas da empresa controladora				
Capital social	30.1	10.800.000	10.800.000	7.910.000
Ajustes de avaliação patrimonial	30.2	353.349	591.927	785.610
Reserva legal	30.3	1.209.458	1.014.248	914.751
Reserva de retenção de lucros	30.3	6.088.855	4.846.239	6.422.564
Dividendo adicional proposto de reserva de lucros não capitalizadas	30.4	1.507.449	-	-
		19.959.111	17.252.414	16.032.925
Atribuível aos acionistas não controladores	16.2.2	291.407	345.798	303.289
		20.250.518	17.598.212	16.336.214
TOTAL DO PASSIVO		46.784.664	38.312.550	36.048.122

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias

Demonstração de Resultado Consolidado

Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	NE nº	31.12.2020	Reapresentado 31.12.2019	Reapresentado 31.12.2018
OPERAÇÕES CONTINUADAS				
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	31	18.633.249	15.869.245	14.550.464
Custos Operacionais	32	(13.347.822)	(11.464.148)	(11.372.908)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		5.285.427	4.405.097	3.177.556
Outras Receitas (Despesas) Operacionais				
Despesas com vendas	32	(159.825)	(175.772)	(105.414)
Despesas gerais e administrativas	32	(809.408)	(711.289)	(706.844)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	32	(256.475)	(322.506)	(250.004)
Resultado da equivalência patrimonial	16	193.547	106.757	135.888
		(1.032.161)	(1.102.810)	(926.374)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		4.253.266	3.302.287	2.251.182
Resultado Financeiro	33			
Receitas financeiras		1.839.668	729.506	797.107
Despesas financeiras		(973.397)	(1.184.870)	(1.210.252)
		866.271	(455.364)	(413.145)
LUCRO OPERACIONAL		5.119.537	2.846.923	1.838.037
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	13.3			
Imposto de renda e contribuição social		(1.260.469)	(416.687)	(522.550)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(24.896)	(258.974)	51.384
		(1.285.365)	(675.661)	(471.166)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO PROVENIENTE DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		3.834.172	2.171.262	1.366.871
OPERAÇÕES DESCONTINUADAS				
Lucro líquido (prejuízo) do exercício proveniente de operações descontinuadas		75.578	(108.393)	77.133
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		3.909.750	2.062.869	1.444.004
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade		3.823.981	2.078.267	1.308.901
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas		80.221	(88.321)	98.162
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade	16.2.2	5.548	72.923	36.941
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS CONTROLADORES - OPERAÇÕES CONTINUADAS - em reais	30.5			
Ações ordinárias		1,33430	0,72523	0,45683
Ações preferenciais classe "A"		1,76982	0,89086	0,50251
Ações preferenciais classe "B"		1,46773	0,79778	0,50251
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	30.5			
Ações ordinárias		1,36229	0,69440	0,49109
Ações preferenciais classe "A"		1,80062	0,85790	0,54020
Ações preferenciais classe "B"		1,49852	0,76388	0,54020

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias**Demonstração de Resultado Abrangente Consolidado****Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018****Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma**

			Reapresentado	Reapresentado
	NE nº	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		3.909.750	2.062.869	1.444.004
Outros resultados abrangentes				
Itens que não serão reclassificados para o resultado	30.2			
Ganhos (perdas) com passivos atuariais				
benefícios pós-emprego		(271.345)	(186.628)	(58.354)
Tributos sobre outros resultados abrangentes		92.190	63.444	19.994
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos		(179.155)	(123.184)	(38.360)
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		3.730.595	1.939.685	1.405.644
Atribuído aos acionistas controladores - operações continuadas		3.645.033	1.950.810	1.270.387
Atribuído aos acionistas controladores - operações descontinuadas		80.221	(88.321)	98.162
Atribuído aos acionistas não controladores - operações continuadas		5.341	77.196	37.095

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias

Demonstração de Mutações do Patrimônio Líquido Consolidado

Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	NE nº	Atribuível aos acionistas da empresa controladora							Total Controladora	Atribuível aos acionistas não controladores	Total
		Ajustes de avaliação patrimonial			Reservas de lucros						
		Capital social	Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros	Dividendo adicional proposto de reserva de lucros não capitalizadas	Lucros acumulados			
Saldo em 1º de janeiro de 2019		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 atuariais, líquidas de tributos	30.2	-	-	(38.514)	-	-	-	-	(38.514)	154	(38.360)
Resultado abrangente total do exercício		-	-	(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	30.4	-	-	-	-	-	-	(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
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	1.989.946	1.989.946	72.923	2.062.869
Outros resultados abrangentes		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas atuariais, líquidas de tributos	30.2	-	-	(122.583)	-	-	-	-	(122.583)	(601)	(123.184)
Ganho (perda) com variação de participação em Controlada	30.2	-	-	(4.874)	-	-	-	-	(4.874)	4.874	-
Resultado abrangente total do exercício		-	-	(127.457)	-	-	-	1.989.946	1.862.489	77.196	1.939.685
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	30.2	-	(66.226)	-	-	-	-	66.226	-	-	-
Aumento de capital		2.890.000	-	-	-	(2.890.000)	-	-	-	-	-
Deliberação do dividendo adicional proposto	16.2.2	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.335)	(3.335)
Dividendos		-	-	-	-	-	-	-	-	(7.838)	(7.838)
Destinação proposta à A.G.O.:											
Reserva legal		-	-	-	99.497	-	-	(99.497)	-	-	-
Juros sobre o capital próprio	30.4	-	-	-	-	-	-	(643.000)	(643.000)	-	(643.000)
Dividendos	30.4	-	-	-	-	-	-	-	-	(23.514)	(23.514)
Reserva de retenção de lucros		-	-	-	-	1.313.675	-	(1.313.675)	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2019		10.800.000	739.994	(148.067)	1.014.248	4.846.239	-	-	17.252.414	345.798	17.598.212
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	3.904.202	3.904.202	5.548	3.909.750
Outros resultados abrangentes		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas atuariais, líquidas de tributos	30.2	-	-	(178.948)	-	-	-	-	(178.948)	(207)	(179.155)
Resultado abrangente total do período		-	-	(178.948)	-	-	-	3.904.202	3.725.254	5.341	3.730.595
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	30.2	-	(59.630)	-	-	-	-	59.630	-	-	-
Deliberação do dividendo adicional proposto	16.2.2	-	-	-	-	-	-	-	-	(51.799)	(51.799)
Destinação proposta à A.G.O.:											
Reserva legal		-	-	-	195.210	-	-	(195.210)	-	-	-
Juros sobre o capital próprio	30.4	-	-	-	-	-	-	(807.500)	(807.500)	-	(807.500)
Dividendo adicional proposto de reserva de lucros não capitalizadas	30.4	-	-	-	-	(1.507.449)	1.507.449	-	-	-	-
Dividendos	30.4	-	-	-	-	-	-	(211.057)	(211.057)	(7.933)	(218.990)
Reserva de retenção de lucros		-	-	-	-	2.750.065	-	(2.750.065)	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2020		10.800.000	680.364	(327.015)	1.209.458	6.088.855	1.507.449	-	19.959.111	291.407	20.250.518

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias

Demonstração de Fluxo de Caixa

Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	NE n°	31.12.2020	Reapresentado 31.12.2019	Reapresentado 31.12.2018
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS				
Lucro líquido do exercício proveniente de operações em continuidade		3.834.172	2.171.262	1.366.871
Lucro líquido (prejuízo) do exercício proveniente de operações descontinuadas		75.578	(108.393)	77.133
Lucro líquido do exercício		3.909.750	2.062.869	1.444.004
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		456.456	760.727	723.951
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	10.3	(94.307)	(91.404)	(85.986)
remuneração de contratos de concessão de transmissão	11.3	(777.670)	(501.566)	(351.544)
Recuperação de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS	13.2.1	(1.755.112)	(105.184)	-
Impostos de renda e contribuição social	13.3	1.260.469	416.687	522.550
Impostos de renda e contribuição social diferidos	13.3	24.896	258.972	(51.657)
Resultado de equivalência patrimonial	26.1	(193.547)	(106.757)	(135.888)
Apropriação do cálculo atuarial dos benefícios pós-emprego	23.4	94.349	99.578	97.900
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	23.4	130.129	138.974	151.215
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	25.2	148.019	130.678	125.369
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	31	(57.341)	(36.646)	(47.499)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	31	(746.052)	(25.057)	(985.344)
Depreciação e amortização	32	1.009.912	950.726	696.933
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	32.4	237.294	260.051	281.104
Resultado da combinação de negócios realizada com peruta de ativos - mais valia		-	1.414	3.769
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios		(722)	1.536	-
Resultado de baixa de investimentos		-	-	(8.174)
Valor justo nas operações de compra e venda de energia no mercado ativo	31.1	(137.463)	(204.876)	(3.786)
valor justo nas operações com derivativos	33	(24.511)	-	-
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	10.1 e 10.2	144	146	1.536
Baixas de ativos de contrato	11.1 e 11.3	35.590	7.949	9.762
Resultado das baixas de imobilizado		5.195	15.287	22.293
Resultado das baixas de intangíveis	18.1 e 18.4	52.811	26.368	28.421
Resultado das baixas de direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos - líquido	27.1 e 27.2	(314)	(31)	-
		3.577.975	4.060.441	2.438.929
Redução (aumento) dos ativos				
Cientes		(175.049)	243.617	193.466
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos		53.952	36.732	50.858
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8.1	300.025	278.586	260.117
Depósitos judiciais		16.729	45.482	89.527
Ativos financeiros setoriais	9.2	979.642	277.265	482.974
Outros créditos		(13.898)	(59.793)	21.556
Estoques		(40.035)	(13.662)	(5.281)
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		123.582	(37.226)	360.714
Outros tributos a recuperar		74.125	(20.350)	(67.902)
Despesas antecipadas		(3.473)	10.450	8.560
Partes relacionadas		-	(602)	-
		1.315.600	760.499	1.394.589
Aumento (redução) dos passivos				
Obrigações sociais e trabalhistas		347.002	52.792	(29.845)
Partes relacionadas		-	-	(59)
Fornecedores		292.108	263.346	(575.722)
Outras obrigações fiscais		(79.053)	(132.423)	75.351
Benefícios pós-emprego	23.4	(197.143)	(199.007)	(204.809)
Encargos setoriais a recolher		5.204	(51.442)	(70.507)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	25.2	(153.729)	(91.306)	(91.015)
Contas a pagar vinculadas à concessão	26.1	(74.931)	(70.569)	(64.365)
Outras contas a pagar		117.610	(51.095)	103.198
Provisões para litígios quitadas		(167.316)	(366.066)	(143.864)
		89.752	(645.770)	(1.001.637)
CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS				
		4.983.327	4.175.170	2.831.881
Imposto de renda e contribuição social pagos		(636.420)	(560.692)	(411.037)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos		(183.391)	(325.677)	(288.577)
encargos de debêntures pagos		(386.281)	(664.247)	(475.547)
Encargos de passivo de arrendamentos pagos		(6.679)	(8.356)	-
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE				
		3.770.556	2.616.198	1.656.720
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS				
	40	170.288	328.808	114.251
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS				
(continua)		3.940.844	2.945.006	1.770.971

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias

Demonstração de Fluxo de Caixa

Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	NE n°	31.12.2020	Reapresentado 31.12.2019	Reapresentado 31.12.2018
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO				
Aplicações financeiras		(48.238)	45.170	(75.804)
Recebimento de empréstimos concedidos a partes relacionadas		-	-	117.645
Aquisições de ativos de contrato		(1.349.688)	(1.042.093)	(792.835)
Participação financeira do consumidor - ativos de contrato		112.689	104.067	106.764
Aquisições de controladas - efeito no caixa		-	(123.794)	7.998
Aportes em investimentos	16.1	(72.439)	(133.874)	(51.557)
Redução de capital em investidas	16.1	228	35.035	35.280
Aquisições de imobilizado		(226.325)	(367.883)	(1.208.953)
Contribuições de clientes - imobilizado		-	-	12
Aquisições de intangível		(10.225)	(4.711)	(7.161)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		(1.593.998)	(1.488.083)	(1.868.611)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	40	(73.573)	(175.568)	(280.542)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		(1.667.571)	(1.663.651)	(2.149.153)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO				
Ingressos de empréstimos e financiamentos	21.4	263.000	796.296	1.314.766
Ingressos de debêntures emitidas		-	2.755.028	2.890.283
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos		(248.863)	(1.655.065)	(1.120.340)
Amortizações de principal de debêntures		(1.036.490)	(1.977.125)	(1.491.667)
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos		(46.365)	(27.490)	-
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(626.357)	(380.421)	(300.722)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		(1.695.075)	(488.777)	1.292.320
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	40	(20.038)	200.740	(5.804)
CAIXA LÍQUIDO (UTILIZADO) GERADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		(1.715.113)	(288.037)	1.286.516
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		558.160	993.318	908.334
Saldo inicial de caixas e equivalentes de caixa	5	2.941.727	1.948.409	1.040.075
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa provenientes de operações continuadas	5	3.222.768	2.515.179	1.929.201
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa provenientes de operações descontinuadas		277.119	426.548	19.208
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		558.160	993.318	908.334

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

1 Contexto Operacional

A Companhia Paranaense de Energia (Copel ou Companhia), 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.

a) Pandemia do coronavírus (Covid-19) e seus impactos

Coronavírus é uma família de vírus descoberto em 2019, após casos registrados na China, que provoca a doença chamada Covid-19. Em 26.02.2020 o primeiro caso de infecção foi identificado no Brasil, no município de São Paulo e no dia 11.03.2020, a OMS atribuiu o status de pandemia ao coronavírus, tendo em vista a disseminação das contaminações pelo mundo. No Brasil, os governos federal, estaduais e municipais implementaram diversas medidas para lidar com a emergência na saúde pública. No estado do Paraná as medidas incluíram isolamento social e restrições ao funcionamento de atividades não essenciais como forma de retardar a progressão do vírus, essas medidas foram relaxadas a partir de setembro de 2020 com a redução do isolamento social e o aumento da atividade econômica, porém em meados de fevereiro e início de março de 2021 voltaram as restrições mais rígidas devido ao agravamento da pandemia.

A partir de março de 2020, a Administração da Copel emitiu normas que visam garantir o cumprimento das medidas para conter a disseminação da doença na Companhia e minimizar seus impactos e potenciais impactos nas áreas administrativas, de operações e econômico-financeiras.

Nessa linha, a Copel estabeleceu uma Comissão de Contingência, com objetivo de monitorar e mitigar os impactos e consequências nas principais atividades da Companhia, com base nos 4 pilares definidos: (i) segurança das pessoas, (ii) continuidade das atividades essenciais, (iii) monitoramento das orientações e exigências dos órgãos reguladores, e (iv) preservação das condições financeiras adequadas para suportar a crise.

Entre as principais iniciativas implementadas pela Companhia, citam-se as ações para prevenir e mitigar os efeitos do contágio no local de trabalho, tais como: adoção do trabalho em home office nas áreas em que é possível adotar este formato, restrições de viagens, reuniões por vídeo conferência, acompanhamento diário do quadro de saúde e bem estar dos colaboradores e protocolos de contingência de forma a manter

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

integralmente as operações da infraestrutura de energia elétrica, telecomunicações e de gás canalizado, preservando a saúde de seus profissionais, seus acessos seguros aos locais de trabalho, um ambiente que preserve o distanciamento entre indivíduos, higiene e acesso aos equipamentos de proteção individual.

Da mesma forma, a Copel adotou diversas ações em prol de seus clientes, mantendo a confiabilidade e disponibilidade de suas usinas, dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica e gás e de telecomunicações, para que os mesmos possam se manter conectados e usufruindo dos serviços da Companhia neste momento crítico de pandemia e distanciamento social. A Copel e seus empregados não medem esforços em garantir que seus clientes e familiares permaneçam saudáveis e seguros em suas residências, mantendo todos os serviços que contribuem para prover conforto e conectividade a todos.

Efeitos do coronavírus (Covid-19) nas demonstrações financeiras

A queda no crescimento e recessão em alguns segmentos empresariais, resultante da suspensão de certos negócios e atividades causada pelo surto de coronavírus, vem afetando a performance da economia brasileira, com efeitos nas operações da Copel, principalmente pela redução na demanda por energia elétrica no mercado regulado, que foi afetado mais intensamente nas classes de consumo industrial e comercial que registraram no ano queda de 12,6% e 11,8%, respectivamente, em relação ao ano anterior. Contudo, a classe residencial registrou no ano um crescimento de 5,5%, influenciado principalmente pelas medidas de isolamento social.

Em 08.04.2020 com vigência até 05.08.2020, foi emitida a Medida Provisória nº 950, pelo Governo Federal, que dispôs sobre medidas temporárias emergenciais destinadas ao setor elétrico para enfrentamento do estado de calamidade pública, estabelecendo isenção nas tarifas de energia, custeada pelo encargo do setor elétrico denominado Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, para os consumidores de baixa renda até o consumo de 220 kWh/mês, por um período de três meses, e prevendo recursos por meio de operação de crédito destinada a prover alívio financeiro às distribuidoras de energia elétrica. Nesta mesma data, a Aneel publicou Despacho nº 986, autorizando a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE durante o ano de 2020, a repassar aos agentes do setor, com características de consumo, os recursos financeiros excedentes disponíveis no fundo de reserva para alívio futuro de encargos, com o objetivo de reforçar a liquidez do setor em meio a pandemia.

Em 08.04.2020 e 13.05.2020, a Companhia obteve acesso a recursos financeiros nos montantes de R\$ 84.881 e R\$ 8.666, respectivamente, que foram registrados como passivo financeiro setorial.

Em 18.05.2020, foi emitido o Decreto nº 10.350 que dispôs sobre a criação da Conta-covid, destinada ao setor elétrico para enfrentamento do estado de calamidade pública reconhecido pelo Decreto Legislativo nº 6, de 20.03.2020, e que regulamentou a Medida Provisória nº 950 vigente até 05.08.2020. Em 23.06.2020, a Aneel emitiu a Resolução nº 885 que dispõe sobre a Conta-covid, as operações financeiras, a utilização da CDE para estes fins e os procedimentos correspondentes.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Estas medidas têm o objetivo de equilibrar o caixa das empresas de distribuição de energia elétrica e evitar que os efeitos da inadimplência e da redução no consumo de energia elétrica durante a pandemia do coronavírus afete todo o setor, bem como amenizar a pressão tarifária sobre os consumidores, em 2020, decorrente de custos extraordinários inseridos no contexto da pandemia da Covid-19.

A Copel protocolou o Termo de Aceitação às Disposições do Decreto nº 10.350/2020. O valor total requerido foi de R\$ 869.516, sendo que, em 25.06.2020, já havia se pronunciado sobre a antecipação de R\$ 536.359 referentes à CVA constituída, o qual fez parte de seu reajuste tarifário anual. O total requerido foi integralmente recebido em 31.07.2020.

Ressalta-se que a medida provisória não alcançou os contratos de energia celebrados no mercado livre. Para reduzir o impacto na arrecadação proveniente deste mercado e evitar futuras discussões judiciais, a Copel renegociou com seus clientes com dificuldade no cumprimento dos contratos, propondo parcelamentos e a postergação do vencimento das faturas.

Em relação ao mercado cativo de distribuição, a Copel vem registrando redução da receita, principalmente nas classes comercial e industrial que reduziram o consumo no ano em 11,8% e 12,6%, respectivamente, reflexo da queda da atividade econômica, principalmente quando restrições mais rígidas são implementadas na tentativa de reduzir o nível de contágio entre a população. Por outro lado, pode-se verificar um aumento de receita na classe residencial, em função das medidas de isolamento social, e na classe rural, refletindo o bom desempenho do agronegócio no Paraná. No que diz respeito a arrecadação, a Companhia vem mantendo contato com seus principais clientes e flexibilizando a política de cobrança no período da pandemia, de modo que se pode verificar aumento no número de parcelamentos efetuados.

Devido às medidas aplicadas pela Aneel no contexto da Covid-19, a Companhia não realizou suspensão de fornecimento de energia para clientes residenciais e para serviços e atividades essenciais até 31.07.2020. Neste sentido, com a crise sanitária houve aumento de R\$ 35.800 na estimativa de perdas de crédito esperada registrada na Copel DIS no 1º semestre de 2020 devido ao aumento na inadimplência dos consumidores, somada à queda na arrecadação e à paralisação de diversas atividades comerciais e industriais decorrentes das medidas de isolamento social, reduzindo, portanto, os resultados financeiros e econômicos da Copel DIS. Com a queda de 3,1% no consumo do mercado cativo de energia no ano, devido ao cenário da pandemia, a Companhia estima uma ocorrência de sobrecontratação de 105,5% energia elétrica em 2020 na Copel DIS. No entanto, conforme disposto na NE nº 35.2.9, a Companhia entende que essa sobrecontratação será considerada como involuntária.

A Copel tem acompanhado as projeções da carga de energia e não observa sinais de retração significativo no início de 2021, o que pode ocorrer caso restrições impactarem por um longo prazo as atividades industriais e comerciais não essenciais.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Outro ponto de atenção são os eventuais impactos no cronograma de implantação de projetos de geração e transmissão, ou até mesmo na disponibilidade dos ativos existentes decorrentes de ações locais que impeçam o acesso às instalações ou de problemas com os fornecedores do setor, também afetados pela crise. A Administração, de forma diligente, continua acompanhado os prazos das obras em curso e mantém contínua comunicação com o regulador sobre eventuais atrasos que poderão ocorrer até a normalização das atividades comerciais do mercado como um todo. As obras em andamento da Companhia até o momento não tiveram atrasos significativos.

Com o objetivo de mitigar os impactos e consequências nas principais atividades, a Copel vem monitorando constantemente seus contratos, a liquidez do mercado de energia e o preço de curto prazo, bem como as negociações com o Órgão Regulador do setor elétrico brasileiro para a implementação de diretrizes que garantam a manutenção da sustentabilidade econômico-financeira de toda a cadeia de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia elétrica.

Neste cenário, para fins de elaboração e divulgação das demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31.12.2020, a Administração avaliou suas estimativas de forma a identificar os possíveis impactos da Covid-19 nos negócios da Companhia, conforme segue:

a.1) Perdas de crédito esperadas

Um risco potencialmente relevante na emergência da Covid-19 está relacionado à inadimplência de clientes. Neste cenário, a Companhia mantém um contato regular com seus principais clientes, flexibilizando a política de cobrança no período da pandemia e o incremento do nível de digitalização no relacionamento com a Copel.

A posição de contas a receber da Companhia em 31.12.2020 bem como as estimativas de perdas de créditos esperadas refletem de maneira tempestiva a melhor análise da Administração neste momento sobre a qualidade e recuperabilidade desse ativo financeiro.

Ainda que não tenha deteriorado significativamente o indicador de perdas, a Companhia poderá enfrentar uma pressão nesse indicador se houver um prolongamento mais grave da pandemia e restrições mais rígidas de distanciamento social forem implementadas na tentativa de reduzir o nível de contágio entre a população.

No exercício de 2020, as estimativas de perdas de créditos esperadas na Copel foram mais impactadas no primeiro semestre decorrente principalmente das restrições regulatórias que impossibilitaram, até 31.07.2020, a realização de cortes no fornecimento de energia para os clientes inadimplentes, bem como, o maior rigor no isolamento social naquele período. No segundo semestre de 2020 as estimativas de perdas foram menos impactadas devido a flexibilização do isolamento social que acarretou uma retomada da atividade econômica, a continuidade nos cortes no fornecimento de energia e a renegociação com clientes inadimplentes.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Em 26.03.2021 foi emitida a Resolução Aneel nº 928, que impede a suspensão de fornecimento de energia dos consumidores baixa renda e de alguns outros grupos de consumidores, sem impacto relevante para a Companhia, tendo em vista que estes consumidores já estão contemplados pela Lei Estadual nº 20.187/2020 que também trata da proibição de corte de fornecimento de energia.

Apesar do agravamento da pandemia no início de 2021, a Copel retomou as ações de cobrança junto aos consumidores inadimplentes e criou condições especiais para parcelamento de dívidas, dando condições aos consumidores afetados pelas restrições do distanciamento social, necessárias para evitar a propagação do vírus, em se manter adimplentes perante a Companhia.

a.2) Redução ao valor recuperável de ativos não financeiros - *impairment*

As premissas dos ativos não financeiros relevantes da Companhia foram avaliadas individualmente e a Administração conclui pela necessidade de ajustar o valor do *impairment* para alguns ativos, conforme demonstrado na NE nº 17.

O ajuste mais significativo ocorreu na UEG Araucária, tendo em vista que as estimativas de seus fluxos de caixa sejam afetados pela diminuição da demanda de energia no país, o que faz com que as premissas de despacho da usina ocorram em um período menor que as projeções anteriores. Para os demais empreendimentos, houve reversão de *impairment*, conforme demonstrado na NE nº 17.5. Em relação as projeções, as principais premissas aplicadas na preparação dos modelos de fluxo de caixa não tiveram impacto significativo no curto prazo tendo em vista que a maior parte de energia já está contratada e o montante da energia exposta à liquidação ao PLD não é relevante. No médio prazo, houve impacto nos preços negociados no mercado livre sobre a parte da energia não contratada, mas sem impacto relevante para a Companhia. Por fim, no longo prazo, as principais premissas utilizadas para o cálculo do *impairment* (preços futuros da energia e níveis de GSF) não sofreram alteração significativa, evidenciando-se, portanto, a recuperabilidade dos ativos.

a.3) Recuperação dos tributos diferidos ativos

A Companhia possui saldo de R\$ 1.191.104 referente aos tributos diferidos ativos sobre prejuízo fiscal e diferenças temporárias contabilizados em 31.12.2020. A Companhia avaliou suas estimativas de expectativa de lucro tributável futuro e não identificou necessidade de provisão para perda dos mesmos.

a.4) Valor justo das operações de compra e venda de energia futuras

Os efeitos da pandemia na marcação a mercado dos contratos de compra e venda de energia elétrica ocorreram principalmente na variação dos preços futuros de curto prazo devido a uma hidrologia mais favorável e redução da carga. No longo prazo os preços futuros da energia elétrica não tiveram variação significativa. Portanto, neste momento, os efeitos da pandemia não causaram impactos significativos no valor justo das operações de compra e venda de energia futuras da Companhia.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

a.5) Valor justo de outros ativos e passivos

No momento atual, os efeitos da pandemia não causaram impactos significativos no valor justo dos ativos e passivos da Companhia, principalmente nos ativos originários de contratos de concessão que são realizados a longo prazo e possuem garantia contratual de recebimento de seu saldo residual ao final da concessão e/ou direito de receber caixa durante a concessão. Neste sentido, tendo em vista que não houve alterações nas estimativas e premissas de longo prazo, e que os ativos da Companhia são essenciais e apontam para a continuidade das operações e dos fluxos de caixa no médio e longo prazo, até o momento, apesar dos efeitos da pandemia continuarem incertos, seus efeitos não causaram impactos significativos no valor justo dos ativos e passivos da Companhia.

a.6) Benefícios Pós-emprego

A Administração da Companhia tem efetuado monitoramento constante em relação ao valor justo do ativo atuarial dos planos de benefícios pós emprego em decorrência da instabilidade da taxa de juros, que é determinada com base nos dados de mercado. Apesar da instabilidade econômica neste período de pandemia o valor justo dos ativos dos planos não teve retração em 31.12.2020 em relação ao valor justo de 31.12.2019. Portanto, o plano previdenciário não gerou obrigações adicionais devido a existência de superávit, já para o passivo atuarial do plano assistencial foi reconhecido um incremento em montante suficiente para cobrir o déficit atuarial frente a atual avaliação, conforme demonstrado na NE nº 23.

a.7) Liquidez

A Companhia apresenta atualmente uma situação financeira sólida com bons índices de liquidez e acredita que o capital de giro é suficiente para seus requisitos atuais.

Em 31.12.2020, o capital circulante líquido consolidado da Companhia totaliza R\$ 1.753.039 (R\$ 2.563.575 em 31.12.2019) com saldo de caixa e equivalente de caixa de R\$ 3.222.768, frente ao saldo de R\$ 2.941.727 em 31.12.2019.

A Companhia vem monitorando sua liquidez financeira, considerando a possibilidade de captação de recursos e a perspectiva de retenção de caixa, já implementadas e em elaboração, e tomando ações necessárias em nossas operações como a redução de custos e postergação de investimentos com o objetivo de garantir o cumprimento das obrigações financeiras em dia.

a.8) Outros ativos

A Companhia não identificou quaisquer mudanças nas circunstâncias que indiquem *impairment* de outros ativos. Salienta-se que a Companhia registra as variações dos ativos e passivos financeiros setoriais, atualizados até a data do reajuste/revisão tarifária quando, então, o Poder Concedente homologa o repasse na base tarifária e a Companhia repassa ao consumidor durante o próximo ciclo anual, que na Copel ocorre a partir de 24 de junho de cada exercício. Com as medidas emergenciais destinadas ao setor elétrico dispostas na Medida Provisória nº 950 de 08.04.2020 e no Decreto nº 10.350 de 18.05.2020, a Administração entende que a realização dos ativos financeiros setoriais registrados em 31.12.2020 é

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

sustentada. Em 31.07.2020 a Copel DIS já teve acesso ao total de montante requerido de recursos da Conta-covid.

Diante de tudo que foi exposto acima, ressalta-se que não houve impacto relevante ou material nos negócios da Companhia que pudessem modificar a mensuração dos seus ativos e passivos apresentados nas demonstrações financeiras em 31.12.2020 e até a data desta publicação. No entanto, considerando que, como todas as empresas, a Copel está exposta a riscos decorrentes de eventuais restrições legais e de mercado que venham a ser impostas, não é possível assegurar que não haverá impactos nas operações ou que o resultado não será afetado por reflexos futuros que a pandemia poderá provocar.

b) Repactuação do risco hidrológico (Generation Scaling Factor-GSF)

Em 09.09.2020, foi publicada a Lei nº 14.052 que alterou a Lei nº 13.203/2015 estabelecendo novas condições para repactuação do risco hidrológico referente a parcela dos custos incorridos com o GSF, assumido pelos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE desde 2012, com o agravamento da crise hídrica.

A alteração legal teve como objetivo a compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE por riscos não hidrológicos causados: (i) por empreendimentos de geração denominados estruturantes, relacionados à antecipação da garantia física, (ii) pelas restrições na entrada em operação das instalações de transmissão necessárias ao escoamento da geração dos estruturantes e (iii) por geração fora da ordem de mérito e importação. Referida compensação dar-se-á mediante a extensão da outorga, limitada a 7 anos, calculada com base nos valores dos parâmetros aplicados pela Aneel.

Em 01.12.2020, foi editada a Resolução Normativa Aneel nº 895 que estabelece a metodologia para o cálculo da compensação e os procedimentos para a repactuação do risco hidrológico. Para serem elegíveis às compensações previstas na Lei nº 14.052, os titulares de usinas hidrelétricas participantes do MRE deverão: (i) desistir de eventuais ações judiciais cujo objeto seja a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE, (ii) renunciar qualquer alegação e/ou novas ações em relação à isenção ou mitigação dos riscos hidrológicos relacionadas ao MRE, (iii) não ter repactuado o risco hidrológico.

Na repactuação do risco hidrológico, a Administração exercerá seu julgamento no desenvolvimento e na aplicação de política contábil, conforme previsto no IAS 8 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, utilizando por analogia os preceitos do IAS 38, tendo em vista tratar-se em essência de um ativo intangível relacionado a direito de outorga decorrente de compensação por custos incorridos em exercícios anteriores. Adicionalmente considerando-se também por analogia o IAS 38, o ativo a ser constituído pela repactuação do risco não hidrológico, será reconhecido ao valor justo, considerando a melhor estimativa da Companhia, tendo como base os parâmetros determinados pela regulamentação da Aneel, considerando os fluxos futuros esperados nesse novo período de concessão, bem como os valores das compensações calculados pela Câmara de Comercialização de Energia - CCEE. O montante será transformado pela Aneel em extensão do prazo da outorga.

A compensação aos geradores hidroelétricos, que ocorrerá por meio da extensão do prazo de concessão

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

das outorgas de geração, será reconhecida como um intangível em contrapartida à compensação de custos com energia elétrica.

Em 02.03.2021 a CCEE divulgou os cálculos da repactuação do risco hidrológico e os resultados, que totalizam R\$ 1.366.343 para as 15 usinas elegíveis da Companhia, foram enviados a Aneel para serem submetidos à análise homologatória. Até a data da publicação destas Demonstrações Financeiras, a Companhia ainda não aderiu à repactuação do risco hidrológico, pois a Administração aguarda a homologação pela Aneel dos aproximadamente 510 dias de média de extensão da outorga das suas usinas para avaliar a possível adesão aos termos da repactuação e renúncia de futuros questionamentos ou ações judiciais em relação aos riscos hidrológicos em questão.

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).

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

1.1.1 Controladas

Controlada	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Copel Geração e Transmissão S.A. (Copel GeT)	Curitiba/PR	Geração e transmissão de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Distribuição S.A. (Copel DIS)	Curitiba/PR	Distribuição de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Telecomunicações S.A. (Copel TEL) (NE nº 40)	Curitiba/PR	Telecomunicações e comunicações	100,0	Copel
Copel Serviços S.A. (Copel SER) (a)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	100,0	Copel
Copel Comercialização S.A. (Copel COM)	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. (UEGA)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - gás natural	20,30	Copel
			60,90	Copel GeT
São Bento Energia, Investimentos e Participações S.A. (São Bento)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A.	S. Miguel do Gostoso/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A.	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A.	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A.	Touros/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Maria Energias Renováveis S.A.	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Helena Energias Renováveis S.A.	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Ventos de Santo Uriel S.A.	João Câmara/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Cutia Empreendimentos Eólicos S.A. (Cutia)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Uirapuru Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Bela Vista Geração de Energia S.A. (b)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	100,0	Copel GeT
F.D.A. Geração de Energia Elétrica S.A. (FDA)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Jandaíra I Energias Renováveis S.A. (b) (c)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra II Energias Renováveis S.A. (b) (c)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra III Energias Renováveis S.A. (b) (c)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Jandaíra IV Energias Renováveis S.A. (b) (c)	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
GE Olho D'Água S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE Boa Vista S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE Farol S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
GE São Bento do Norte S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	São Bento
Central Geradora Eólica São Bento do Norte I S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte II S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Bento do Norte III S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel I S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel II S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Central Geradora Eólica São Miguel III S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Guajiru S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Jangada S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Potiguar S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Cutia S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Maria Helena S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Esperança do Nordeste S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia
Usina de Energia Eólica Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A.	São Bento do Norte/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Cutia

(a) Em outubro de 2020 houve alteração no estatuto social da Copel Renováveis S.A. que contemplou a mudança da razão social para Copel Serviços S.A. e, também, a alteração da atividade principal da empresa.

(b) Fase pré-operacional.

(c) SPEs constituídas com 99,9% de participação da Copel GeT e 0,1% da Cutia. Está em andamento o processo de transferência da totalidade das ações para a Copel GeT.

UEG Araucária

Em 10.11.2020, em Reunião das Sócias Quotistas - RSQ, foram aprovadas: a redução do capital social da UEG Araucária Ltda., por meio da absorção de prejuízos acumulados, bem como a transformação do tipo societário da UEGA, de sociedade limitada para sociedade anônima.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

1.1.2 Empreendimentos controlados em conjunto

Empreendimento controlado em conjunto	Sede	Atividade principal	Participação	
			%	Investidora
Voltaia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.	São Paulo/SP	Participação em sociedades	49,0	Copel
Solar Paraná GD Participações S.A.	Curitiba/PR	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)	Jundiaí/SP	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. Foi instaurado procedimento arbitral institucional para discutir a liberação das obrigações contratuais sem ônus para as licitantes, com a consequente devolução dos bônus de assinatura, reembolso dos custos com garantia incorridos e liberação das garantias apresentadas.

(b) Em 11.11.2020 entrou em operação comercial o último ativo do empreendimento, de modo que a linha de transmissão encontra-se 100% operacional.

Solar Paraná GD Participações S.A. – Em fase pré-operacional

Em maio de 2020 a Copel adquiriu 49% da participação da Solar Paraná GD Participações S.A., que é Holding de 6 Sociedades de Propósito Específico - SPEs, que atuam no ramo de geração distribuída: Pharma Solar II, Pharma Solar III, Pharma Solar IV, Bandeirantes Solar I, Bandeirantes Solar II e Bandeirantes Solar III.

No processo da aquisição foram identificados os valores justos dos ativos líquidos adquiridos e a Copel registrou no resultado do exercício a compra vantajosa, conforme quadro abaixo:

Valor justo dos ativos líquidos adquiridos	1.106
Percentual da participação transferida	49%
Valor justo dos ativos líquidos adquiridos pela Copel	542
Valor da contraprestação transferida	294
Compra vantajosa	248

Em 1º.03.2021 iniciou a operação comercial de 3 MWp (megawatt-pico, unidade de potência de energia fotovoltaica) de um total 5,36 MWp de potência instalada, o suficiente para já atender o consumo de energia de aproximadamente 2.500 residências.

1.1.3 Coligadas

Coligada	Sede	Atividade principal	Participação %	
			%	Investidora
Dona Francisca Energética S.A.	Agudo/RS	Geração de energia elétrica	23,0303	Copel
Foz do Chopim Energética Ltda.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	35,77	Copel GeT
Carbocampel S.A.	Figueira/PR	Exploração de carvão	49,0	Copel

Sercomtel S.A. Telecomunicações.

Em 18.08.2020 foi realizado com êxito o leilão para venda das ações da Sercomtel S.A. Telecomunicações. Em outubro de 2020 foi assinado o Contrato de Compra e Venda de Ações - CCVA pela Copel e pelo

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

comprador, Bordeaux Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia. Em 27.10.2020 e 07.12.2020, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE e a Agência Nacional de Telecomunicações - Anatel, respectivamente, aprovaram a transação sem restrições.

Em 23.12.2020 a Copel recebeu o montante de R\$ 1.536 pela venda do ativo e este valor foi integralmente registrado como receita no resultado do exercício de 2020, considerando que o investimento da Copel estava reduzido a zero em virtude dos testes de recuperação deste ativo.

Dominó Holdings Ltda.

Em 10.12.2020, em comum e recíproco acordo, as sócias Copel Comercialização S.A. e Andrade Gutierrez Participações S.A. assinaram o Distrato Social para dissolver a sociedade comercial constituída sob a denominação social de Dominó Holdings Ltda. Na Copel Comercialização S.A. o saldo do investimento atualizado nesta data, no montante de R\$ 153, foi integralmente transferido para o grupo de Outras contas a receber.

1.1.4 Operações em conjunto (consórcios)

Consórcio	Consortiados	Participação %
Consórcio Energético Cruzeiro do Sul (NE nº 17.4)	Copel GeT	51,0
	Eletrosul Centrais Elétricas S.A.	49,0
Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu (NE nº 17.4)	Copel GeT	30,0
	Geração Céu Azul S.A. (controlada da Neoenergia S.A.)	70,0
Consórcio Copel Energia a Gás Natural (a)	Copel	49,0
	Shell Brasil Petróleo Ltda.	51,0
Consórcio Paraná IP (b)	Copel	49,0
	Consórcio BRC	51,0

a) Consórcio Copel Energia a Gás Natural

Com a intenção de estruturar um plano estratégico de gás natural para o Estado do Paraná, visando desenvolver soluções viáveis na área de gás natural para atendimento aos mercados termelétrico e não termelétrico do Paraná, em julho de 2020 foi constituído o Consórcio Copel Energia a Gás Natural, que tem como finalidade o desenvolvimento estudos de viabilidade técnica, econômico-financeira e socioambiental do projeto, além da elaboração de projetos básicos e obtenção licença ambiental prévia dos empreendimentos.

b) Consórcio Paraná IP

Em setembro de 2020 foi criado o Consórcio Paraná IP, com o objetivo de participar de estudos e licitações visando obtenção de concessões municipais e estabelecimento de Parcerias Público-Privadas com municípios ou consórcios de municípios interessados na modernização de seus sistemas de iluminação pública e no desenvolvimento de soluções de cidades inteligentes (*smart cities*). No entanto, a Companhia aprofundou a prospecção de oportunidades de negócio e as análises de atratividade para atuação no segmento, considerando as recentes concessões efetuadas por municípios para constituição de Parcerias Público-Privadas e os níveis de deságio apresentados pelos potenciais concorrentes e concluiu por não priorizar sua atuação neste serviço no atual momento.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 (NE nº 40)	Termo de autorização nº 54/2003 - Anatel/SPV/PVST	100	Indeterminado
	Termo de autorização nº 305/2012 - Anatel/SPV/PVST	100	Indeterminado
Elejor	Contrato de concessão nº 125/2001 - UHE Fundão e UHE Santa Clara	70	28.05.2037
	Autorização - Resoluções nºs 753 e 757/2002 - PCHs Fundão I e Santa Clara I	70	19.12.2032
Dona Francisca Energética	Contrato de concessão nº 188/1998 - UHE Dona Francisca	23	28.08.2033
UEG Araucária	Autorização - Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária (60,9% da Copel GeT)	20,3	23.12.2029
Compagás (2.1.1)	Contrato de concessão de distribuição de gás	51	20.01.2019
Paraná Gás (1.1.2 - a)	PART-T-300_R12 Nº 4861-.0000.99/2014-00 - ANP	30	15.05.2045
Usina de Energia Eólica São João S.A. (a)	Portaria MME nº 173 /2012 - EOL São João	49	26.03.2047
Usina de Energia Eólica Carnaúba S.A. (a)	Portaria MME nº 204 /2012 - EOL Carnaúbas	49	09.04.2047
Usina de Energia Eólica Reduto S.A. (a)	Portaria MME nº 230 /2012 - EOL Reduto	49	16.04.2047
Usina de Energia Eólica Santo Cristo S.A. (a)	Portaria MME nº 233 /2012 - EOL Santo Cristo	49	18.04.2047

(a) Subsidiária integral da Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.
 Usina Hidrelétrica - UHE
 Pequena Central Hidrelétrica - PCH
 Usina Termelétrica - UTE
 Usina Eolielétrica - EOL

2.1.1 Compagás

A Compagás tem contrato de concessão firmado com o Poder Concedente, o Estado do Paraná, que determina vigência de 30 anos a partir de 06.07.1994.

Em 07.12.2017, o Estado do Paraná publicou a Lei Complementar nº 205, trazendo nova interpretação quanto ao término de vencimento da concessão, entendendo que o mesmo ocorria em 20.01.2019. Houve um entendimento entre os acionistas de que a lei poderia ser questionada e a Compagás entrou com ação judicial, entendendo pela inconstitucionalidade da Lei. Foi deferida tutela provisória à Compagás reconhecendo a validade da cláusula de vencimento prevista em contrato.

Diante do exposto, no entanto, não houve consenso entre o entendimento da Copel e da Compagás sobre a definição de qual documento deveria ser utilizado para o reconhecimento contábil, de modo que a Copel considerou a Lei Complementar como documento para fins de registro contábil enquanto a Compagás manteve seus registros contábeis considerando a data de vencimento prevista no contrato de concessão.

Em 1º.12.2020, foi emitida a Lei Complementar nº 227 que revogou o artigo 15 da Lei Complementar nº 205/17, que determinava o vencimento da concessão da exploração dos serviços de gás canalizado pela Compagás em 20.01.2019. Diante disso, a Copel reavaliou os saldos do ativo financeiro e ativo intangível da Compagás dentro do seu balanço consolidado, de modo que, a partir de dezembro de 2020, o saldo do ativo financeiro, a ser recebido pela indenização prevista no contrato de concessão, é o mesmo saldo registrado no balanço da sua investida e a diferença gerada pelo ajuste de prática realizado desde dezembro de 2017, registrada no intangível, será amortizada até o final da concessão.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Os impactos estão apresentados a seguir:

	Saldos		Saldos
	Compagás	Ajustes	Copel
31.12.2020			
BALANÇO PATRIMONIAL			
Ativo não circulante			
Contas a receber vinculadas à concessão	189.416	-	189.416
Intangível	102.627	29.739	132.366
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Receita Operacional Líquida			
Valor justo do ativo indenizável da concessão	34.591	(22.437)	12.154
Custos Operacionais			
Amortização	(29.442)	199	(29.243)
31.12.2019			
BALANÇO PATRIMONIAL			
Ativo não circulante			
Contas a receber vinculadas à concessão	144.813	179.572	324.385
Intangível	127.598	(127.598)	-
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Receita Operacional Líquida			
Valor justo do ativo indenizável da concessão	9.181	1.234	10.415
Custos Operacionais			
Amortização	(28.854)	400	(28.454)
31.12.2018			
BALANÇO PATRIMONIAL			
Ativo não circulante			
Contas a receber vinculadas à concessão	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)

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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	100	17.01.2046	
Autorização - Portaria nº 133/2011 - PCH Cavernoso II	100	28.02.2046	
Contrato de Concessão nº 002/2012 - UHE Baixo Iguaçu	30	30.10.2049	
Contrato de Concessão nº 007/2013			
UHE Apucarantina	100	12.10.2025	
UHE Chaminé	100	16.08.2026	
UHE Derivação do Rio Jordão	100	15.11.2029	
UHE Cavernoso	100	07.01.2031	
CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO			
Contrato de Concessão nº 045/1999			
UTE Figueira (NE nº 35.2.6)	100	27.03.2019	
UHE São Jorge (NE nº 35.2.6)	100	05.12.2024	
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	100	16.11.2029	
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias)	100	05.05.2030	
Contrato de Concessão nº 001/2020			
UHE Guaricana	100	16.08.2026	
Autorização - Resolução nº 278/1999 - EOL Palmas	100	29.09.2029	
Despacho nº 182/2002 - Central Geradora Hidrelétrica - CGH Melissa, CGH Pitangui e CGH Salto do Vau (apenas registro na Aneel)	100	-	
Contrato de Concessão nº 003/2016 - UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)	100	05.01.2046	
UHE Marumbi - Declaração de registro de central geradora: CGH.PH.PR.001501-6.02	100	-	
Resolução Autorizativa Aneel nº 5373/2015 - CGH Chopim I (apenas registro na Aneel)	100	-	
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
UEG Araucária	Resolução nº 351/1999 - UTE Araucária (20,3% da Copel)	60,9	23.12.2029
Nova Asa Branca I	Portaria MME nº 267/2011 - EOL Asa Branca I	100	25.04.2046
Nova Asa Branca II	Portaria MME nº 333/2011 - EOL Asa Branca II	100	31.05.2046
Nova Asa Branca III	Portaria MME nº 334/2011 - EOL Asa Branca III	100	31.05.2046
Nova Eurús IV	Portaria MME nº 273/2011 - EOL Eurús IV	100	27.04.2046
Santa Maria	Portaria MME nº 274/2012 - EOL SM	100	08.05.2047
Santa Helena	Portaria MME nº 207/2012 - EOL Santa Helena	100	09.04.2047
Ventos de Santo Uriel	Portaria MME nº 201/2012 - EOL Ventos de Santo Uriel	100	09.04.2047
GE Boa Vista	Portaria MME nº 276/2011 - EOL Dreen Boa Vista	100	28.04.2046
GE Farol	Portaria MME nº 263/2011 - EOL Farol	100	20.04.2046
GE Olho D'Água	Portaria MME nº 343/2011 - EOL Dreen Olho D'Água	100	01.06.2046
GE São Bento do Norte	Portaria MME nº 310/2011 - EOL Dreen São Bento do Norte	100	19.05.2046
Esperança do Nordeste	Portaria MME nº 183/2015 - EOL Esperança do Nordeste	100	11.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	Portaria MME nº 182/2015 - EOL Paraíso dos Ventos do Nordeste	100	11.05.2050
Usina de Energia Eólica Jangada	REA nº 3.257/2011 - EOL GE Jangada	100	05.01.2042
Maria Helena	REA nº 3.259/2011 - EOL GE Maria Helena	100	05.01.2042
Usina de Energia Eólica Potiguar	Portaria MME nº 179/2015 - EOL Potiguar	100	11.05.2050
Usina de Energia Eólica Guajiru	REA nº 3.256/2011 - EOL Dreen Guajiru	100	05.01.2042
Usina de Energia Eólica Cutia	REA nº 3.258/2011 - EOL Dreen Cutia	100	05.01.2042
São Bento do Norte I	Portaria nº 349/2015 - EOL São Bento do Norte I	100	04.08.2050
São Bento do Norte II	Portaria nº 348/2015 - EOL São Bento do Norte II	100	04.08.2050
São Bento do Norte III	Portaria nº 347/2015 - EOL São Bento do Norte III	100	04.08.2050
São Miguel I	Portaria nº 352/2015 - EOL São Miguel I	100	04.08.2050
São Miguel II	Portaria nº 351/2015 - EOL São Miguel II	100	04.08.2050
São Miguel III	Portaria nº 350/2015 - EOL São Miguel III	100	04.08.2050
Foz do Chopim	Autorização - Resolução nº 114/2000 - PCH Arturo Andreoli	35,77	24.04.2030
PCH Bela Vista (a)	Resolução Autorizativa nº 913/2007 - transferência de titularidade pela Resolução Autorizativa nº 7802/2019	100	02.01.2041
F.D.A. Geração de Energia Elétrica	Contrato de Concessão de Geração nº 002/2020	100	17.09.2023
Jandaíra I Energias Renováveis (a)	Portaria nº 140/2020 - EOL Jandaíra I	100	02.04.2055
Jandaíra II Energias Renováveis (a)	Portaria nº 141/2020 - EOL Jandaíra II	100	02.04.2055
Jandaíra III Energias Renováveis (a)	Portaria nº 142/2020 - EOL Jandaíra III	100	02.04.2055
Jandaíra IV Energias Renováveis (a)	Portaria nº 139/2020 - EOL Jandaíra IV	100	02.04.2055

(a) Empreendimento em construção.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Copel GeT	Participação %	Vencimento	Próxima revisão tarifária	
Contratos de Concessões de Linhas de Transmissão - LT e Subestações - SE				
Contrato nº 060/2001 - Instalações de transmissão (diversos LTs e SEs) - prorrogado pelo 3º termo aditivo	100	01.01.2043	2023	
Contrato nº 075/2001 - LT 230 kV Bateias - Jaguariáiva	100	17.08.2031	(b)	
Contrato nº 006/2008 - LT 230 kV Bateias - Pilarzinho	100	17.03.2038	2023	
Contrato nº 027/2009 - LT 525 kV Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste	100	19.11.2039	2025	
Contrato nº 010/2010 - LT 500 kV Araraquara II - Taubaté	100	06.10.2040	2021	
Contrato nº 015/2010 - SE Cerquillo III 230/138 kV	100	06.10.2040	2021	
Contrato nº 022/2012 - LT 230 kV Londrina - Figueira e LT 230 kV Foz do Chopim - Salto Osório	100	27.08.2042	2023	
Contrato nº 002/2013 - LT 230 kV Assis - Paraguaçu Paulista II e SE Paraguaçu Paulista II 230 kV	100	25.02.2043	2023	
Contrato nº 005/2014 - LT 230 kV Bateias - Curitiba Norte e SE Curitiba Norte 230/138 kV	100	29.01.2044	2024	
Contrato nº 021/2014 - LT 230 kV Foz do Chopim - Realeza e SE Realeza 230/138 kV	100	05.09.2044	2025	
Contrato nº 022/2014 - LT 500 kV Assis - Londrina	100	05.09.2044	2025	
Contrato nº 006/2016 - LT 525 kV Curitiba Leste - Blumenau (a) LT 230 kV Baixo Iguaçu - Realeza LT 230 kV Curitiba Centro - Uberaba SE Medianeira 230/138 kV SE Curitiba Centro 230/138 kV SE Andirá Leste 230/138 kV	100	07.04.2046	2021	
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias				
Costa Oeste Transmissora	Contrato nº 001/2012: LT 230 kV Cascavel Oeste - Umuarama SE Umuarama 230/138 kV	100	12.01.2042	2022
Caiuá Transmissora	Contrato nº 007/2012: LT 230 kV Umuarama - Guaíra LT 230 kV Cascavel Oeste - Cascavel Norte SE Santa Quitéria 230/138/13,8 kV SE Cascavel Norte 230/138/13,8 kV	49	10.05.2042	2022
Marumbi Transmissora	Contrato nº 008/2012: LT 525 kV Curitiba - Curitiba Leste SE Curitiba Leste 525/230 kV	100	10.05.2042	2022
Integração Maranhense Matrinchá Transmissora	Contrato nº 011/2012: LT 500 kV Açailândia - Miranda II Contrato nº 012/2012: LT 500 kV Paranaíta - Cláudia LT 500 kV Cláudia - Paranatinga LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho SE Paranaíta 500 kV SE Cláudia 500 kV SE Paranatinga 500 kV	49 49	10.05.2042 10.05.2042	2022 2022
Guaraciaba Transmissora	Contrato nº 013/2012: LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte LT 500 kV Rio Verde Norte - Marimbondo II SE Marimbondo II 500 kV	49	10.05.2042	2022
Paranaíba Transmissora	Contrato nº 007/2013: LT 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas LT 500 kV Rio das Éguas - Luziânia LT 500 kV Luziânia - Pirapora 2	24,5	02.05.2043	2023
Mata de Santa Genebra	Contrato nº 001/2014: LT 500 kV Itatiba - Bateias LT 500 kV Araraquara 2 - Itatiba LT 500 kV Araraquara 2 - Fernão Dias SE Santa Bárbara D'Oeste 440 kV SE Itatiba 500 kV SE Fernão Dias 500/440 kV	50,1	14.05.2044	2024
Cantareira Transmissora	Contrato nº 019/2014: LT Estreito - Fernão Dias	49	05.09.2044	2025
Uirapuru Transmissora	Contrato nº 002/2005: LT 525 kV Ivaiporã - Londrina	100	04.03.2035	(b)

(a) Início da operação comercial em 01.04.2021.

(b) Não passam por revisão tarifária e a RAP reduz para 50% no 16º ano.

Durante o ano de 2019, três importantes empreendimentos iniciaram suas operações comerciais:

- **UHE Colíder:** em março, maio e dezembro de 2019, entraram em operação comercial, respectivamente, as três unidades geradoras da usina, totalizando 300 MW de potência instalada.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

- **UHE Baixo Iguaçu:** Em fevereiro de 2019 iniciou-se a operação comercial das unidades 1 e 2 e em abril de 2019, da unidade 3, com total de 350,2 MW de potência instalada.

- **Complexos Eólicos Cutia e Bento Miguel:** A partir da última quinzena de dezembro de 2018 até março de 2019, todos os parques eólicos entraram em operação comercial, totalizando 312,9 MW de capacidade total instalada.

Em 31.12.2020, os principais empreendimentos em construção continuam em andamento.

3 Base de Preparação

3.1 Declarações de conformidade

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*.

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

A emissão destas demonstrações financeiras individuais e consolidadas foi aprovada pela Administração em 19.04.2021.

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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 17 - Imobilizado;
- NEs nºs 4.9 e 18 - Intangível;
- NEs nºs 4.10.1 e 7.3 - Perdas de crédito esperadas;
- NEs nºs 4.10.2, 17.5 e 17.6 - Redução ao valor recuperável de ativos;
- NEs nºs 4.11 e 29 - Provisões para litígios e passivos contingentes;
- NE nº 4.12 - Reconhecimento de receita;
- NE nº 4.14 - Operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE;
- NE nº 4.15 - Instrumentos financeiros derivativos;
- NEs nºs 4.16 e 13.1 - Imposto de renda e contribuição social diferidos; e
- NEs nºs 4.17 e 23 - 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.

3.6 Reapresentação de saldos comparativos

3.6.1 Reclassificação dos ativos da Rede Básica do Sistema Existente - RBSE

Após a adoção inicial em 2018 do IFRS 15 e IFRS 9 a Comissão de Valores Mobiliários – (CVM) publicou em 01.12.2020 orientação interpretativa complementar sobre a adoção destas normas a serem observados na elaboração das Demonstrações Contábeis das Companhias Transmissoras de Energia Elétrica, para as Demonstrações Financeiras de 31.12.2020.

No que diz respeito ao tratamento dos ativos da Rede Básica do Sistema Existente - RBSE, a Nota Técnica nº 336/2016 da Aneel regulamentou a metodologia de cálculo do custo de capital e do cálculo da Receita Anual Permitida - RAP referente ao valor das instalações dos ativos RBSE e determinou valores e prazos de pagamento para as concessionárias. O cálculo da RAP foi dividido em duas componentes: econômica, referente ao custo de capital dos ativos não depreciados em julho de 2017, e financeira, referente ao custo de capital não pago entre janeiro de 2013 e junho de 2017, com pagamento por meio de uma anuidade pelo prazo de 8 anos.

A interpretação da Copel quando implementou os Pronunciamentos Técnicos IFRS 15 e IFRS 9, foi de classificar a parcela financeira como ativo financeiro ao custo amortizado pelo entendimento, à época, de que: a Aneel separou os fluxos de recebimento com termos contratuais específicos, que os ativos são mantidos no modelo de negócio para recebimento de fluxo de caixa contratual; e que a aplicação da Parcela Variável - PV não alteraria significativamente a natureza econômica da parcela financeira.

No entanto, o entendimento da CVM, apresentado no Ofício Circular/CVM/SNC/SEP/nº 04/2020, é de que há uma mesma categoria de ativo RBSE, sujeito ao mesmo regramento e ao mesmo mecanismo tarifário e de regulação, de modo que toda a infraestrutura de transmissão deve ser classificada como ativo de contrato.

Diante disso, em 31.12.2020 a Copel efetuou a reclassificação dos saldos dos ativos RBSE que estavam registrados na rubrica de Contas a receber vinculadas a concessão para a rubrica de Ativos de Contrato. Adicionalmente, os saldos destas rubricas, contidas nos Balanços Patrimoniais em 31.12.2019 e 1º.01.2019, estão sendo reapresentados para refletir a reclassificação, para fins comparativos, sem efeitos no total do ativo circulante e ativo não circulante, nas demonstrações do resultado, demonstrações do resultado abrangente e demonstrações dos fluxos de caixa dos exercícios anteriores. A reclassificação também não impactou as cláusulas restritivas - *covenants* dos contratos de empréstimos e financiamentos e debêntures. Os quadros a seguir demonstram os efeitos somente entre as linhas do ativo

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

31.12.2019	Apresentado	Ajustes	Reapresentado
BALANÇO PATRIMONIAL			
ATIVO	38.312.550	-	38.312.550
ATIVO CIRCULANTE	7.909.196	-	7.909.196
Contas a receber vinculadas à concessão	58.842	(54.297)	4.545
Ativos de contrato	107.443	54.297	161.740
ATIVO NÃO CIRCULANTE	30.403.354	-	30.403.354
Contas a receber vinculadas à concessão	2.558.796	(684.972)	1.873.824
Ativos de contrato	3.943.941	684.972	4.628.913

1º.01.2019	Apresentado (a)	Ajustes	Reapresentado
BALANÇO PATRIMONIAL			
ATIVO	36.048.122	-	36.048.122
ATIVO CIRCULANTE	6.677.846	-	6.677.846
Contas a receber vinculadas à concessão	53.177	(48.997)	4.180
Ativos de contrato	85.019	48.997	134.016
ATIVO NÃO CIRCULANTE	29.370.276	-	29.370.276
Contas a receber vinculadas à concessão	2.497.514	(704.829)	1.792.685
Ativos de contrato	3.348.211	704.829	4.053.040

(a) Os saldos consideram os ajustes de 01.01.2019, com a adoção inicial do IFRS 16, conforme demonstrado na NE nº 4.16 das Demonstrações Financeiras Consolidadas de 31.12.2019.

3.6.2 Operação descontinuada

Em virtude da apresentação dos saldos de operação descontinuada decorrentes do processo de desinvestimento da Copel Telecomunicações S.A., descrito na NE nº 40, os saldos das Demonstrações de Resultado, Demonstrações de Resultado Abrangente e de Fluxos de Caixa estão sendo reapresentados, para fins de comparabilidade, de acordo com o CPC 31, conforme quadro a seguir:

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

31.12.2019	Apresentado	Operações descontinuadas	Reapresentado
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Receita operacional líquida	16.244.274	(375.029)	15.869.245
custos operacionais	(11.760.176)	296.028	(11.464.148)
Lucro operacional bruto	4.484.098	(79.001)	4.405.097
Despesas com vendas	(207.059)	31.287	(175.772)
Despesas gerias e administrativas	(734.300)	23.011	(711.289)
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	(458.815)	136.309	(322.506)
Resultado da equivalência patrimonial	106.757	-	106.757
Lucro antes do resultado financeiro e dos tributos	3.190.681	111.606	3.302.287
Resultado Financeiro	(488.486)	33.122	(455.364)
Lucro Operacional	2.702.195	144.728	2.846.923
Imposto de renda e contribuição social	(639.326)	(36.335)	(675.661)
Lucro líquido do período - operações continuadas	2.062.869	108.393	2.171.262
Resultado de operações descontinuadas	-	(108.393)	(108.393)
Lucro líquido do período	2.062.869	-	2.062.869
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	1.989.946	-	1.989.946
Atribuído aos acionistas não controladores	72.923	-	72.923
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE			
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos	(123.184)	-	(123.184)
Resultado abrangente do período	1.939.685	-	1.939.685
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	1.862.489	-	1.862.489
Atribuídos aos acionistas não controladores	77.196	-	77.196
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA			
Fluxo de caixa das atividades operacionais	2.945.006	-	2.945.006
Lucro líquido do período	2.062.869	-	2.062.869
Ajustes ao lucro	2.416.665	(419.093)	1.997.572
Variações de ativos e passivos	75.908	38.821	114.729
Impostos e encargos pagos	(1.610.436)	51.464	(1.558.972)
Resultado de operações descontinuadas	-	328.808	328.808
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(1.663.651)	-	(1.663.651)
Aquisições de imobilizado e intangível	(548.162)	175.568	(372.594)
Outras atividades	(1.115.489)	-	(1.115.489)
Operações descontinuadas	-	(175.568)	(175.568)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(288.037)	-	(288.037)
Ingressos de empréstimos e debêntures	3.761.324	(210.000)	3.551.324
Amortizações empréstimos, debêntures e arrendamentos	(3.668.940)	9.260	(3.659.680)
Outras atividades	(380.421)	-	(380.421)
Operações descontinuadas	-	200.740	200.740
Total dos efeitos no caixa e equivalentes de caixa	993.318	-	993.318

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

31.12.2018	Apresentado	Operações descontinuadas	Reapresentado
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Receita operacional líquida	14.934.780	(384.316)	14.550.464
custos operacionais	(11.501.688)	128.780	(11.372.908)
Lucro operacional bruto	3.433.092	(255.536)	3.177.556
Despesas com vendas	(148.709)	43.295	(105.414)
Despesas gerias e administrativas	(723.534)	16.690	(706.844)
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	(302.690)	52.686	(250.004)
Resultado da equivalência patrimonial	135.888	-	135.888
Lucro antes do resultado financeiro e dos tributos	2.394.047	(142.865)	2.251.182
Resultado Financeiro	(438.050)	24.905	(413.145)
Lucro Operacional	1.955.997	(117.960)	1.838.037
Imposto de renda e contribuição social	(511.993)	40.827	(471.166)
Lucro líquido do período - operações continuadas	1.444.004	(77.133)	1.366.871
Resultado de operações descontinuadas	-	77.133	77.133
Lucro líquido do período	1.444.004	-	1.444.004
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	1.407.063	-	1.407.063
Atribuído aos acionistas não controladores	36.941	-	36.941
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE			
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos	(38.360)	-	(38.360)
Resultado abrangente do período	1.405.644	-	1.405.644
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	1.368.549	-	1.368.549
Atribuídos aos acionistas não controladores	37.095	-	37.095
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA			
Fluxo de caixa das atividades operacionais	1.770.971	-	1.770.971
Lucro líquido do período	1.444.004	-	1.444.004
Ajustes ao lucro	1.204.142	(209.217)	994.925
Variações de ativos e passivos	381.474	11.478	392.952
Impostos e encargos pagos	(1.258.649)	83.488	(1.175.161)
Resultado de operações descontinuadas	-	114.251	114.251
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(2.149.153)	-	(2.149.153)
Aquisições de imobilizado e intangível	(1.496.644)	280.542	(1.216.102)
Outras atividades	(652.509)	-	(652.509)
Operações descontinuadas	-	(280.542)	(280.542)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	1.286.516	-	1.286.516
Ingressos de empréstimos e debêntures	4.205.049	-	4.205.049
Amortizações empréstimos, debêntures e arrendamentos	(2.617.811)	5.804	(2.612.007)
Outras atividades	(300.722)	-	(300.722)
Operações descontinuadas	-	(5.804)	(5.804)
Total dos efeitos no caixa e equivalentes de caixa	908.334	-	908.334

3.6.3 Lucro e dividendos por ação

Em 11.03.2021 a Assembleia Geral aprovou a submissão da proposta de reforma integral e consolidação do estatuto da Companhia incluindo, dentre outras modificações, o desdobramento de ações da Companhia, na proporção de 1 ação para 10 ações, de modo que, a cada 1 ação de emissão da Companhia, serão creditadas 9 novas ações de mesma classe e espécie.

Considerando o que determina o IAS 33, estas Demonstrações Financeiras apresentam os valores do lucro líquido básico e diluído por ação e dos dividendos por ação do exercício de 2019 e 2018 ajustados, considerando o novo número de ações, após o desdobramento.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

O quadro demonstra os valores do lucro por ação apresentados nas Demonstrações Financeiras de 31.12.2019 e 31.12.2018 e os valores que estão sendo reapresentados, equivalentes ao valor já divulgado dividido por 10:

31.12.2019	Apresentado	Reapresentado
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da empresa controladora		
Ações ordinárias	6,94344	0,69440
Ações preferenciais classe "A"	9,11525	0,85790
Ações preferenciais classe "B"	7,63812	0,76388
Valor bruto dos dividendos por ação		
Ações ordinárias	2,24235	0,22423
Ações preferenciais classe "A"	3,94657	0,39466
Ações preferenciais classe "B"	2,46692	0,24669

12.31.2018	Apresentado	Reapresentado
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da empresa controladora		
Ações ordinárias	4,91091	0,49109
Ações preferenciais classe "A"	5,40201	0,54020
Ações preferenciais classe "B"	5,40201	0,54020
Valor bruto dos dividendos por ação		
Ações ordinárias	1,31950	0,13195
Ações preferenciais classe "A"	2,89050	0,28905
Ações preferenciais classe "B"	1,45151	0,14515

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 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 Companhia.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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. Os saldos das transações entre operações continuadas e operações descontinuadas também são integralmente eliminados no balanço consolidado.

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 Companhia. Os lucros, os prejuízos e os outros resultados abrangentes também são atribuídos separadamente dos atribuídos aos acionistas da Companhia, 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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

4.1.6 Combinação de negócios

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

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

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

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

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

4.2 Instrumentos financeiros

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

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

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

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

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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

4.2.1 Ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado

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

4.2.2 Ativos financeiros mensurados pelo custo amortizado

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

4.2.3 Passivos financeiros mensurados pelo custo amortizado

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

4.2.4 Passivos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado

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

4.2.5 Baixas de ativos e passivos financeiros

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

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

4.3 Ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

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

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

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

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

4.4 Contas a receber vinculadas à concessão

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

4.4.1 Concessão de distribuição de energia elétrica

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

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

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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

4.4.2 Concessão de distribuição de gás canalizado

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

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

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

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

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

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

4.4.4 Concessão de geração de energia elétrica

A Companhia operou e opera contratos de concessão de geração de energia elétrica que contém cláusulas de indenização da infraestrutura não depreciada, amortizada e/ou recebida durante o prazo da concessão. Após o vencimento, os saldos residuais 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 performance 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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

4.5.2 Concessão de distribuição de gás canalizado

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

4.5.3 Concessão de transmissão de energia elétrica

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

Durante a vigência do contrato de concessão a Companhia recebe, condicionado a sua *performance*, uma remuneração denominada Receita Anual Permitida - RAP que amortiza os investimentos realizados na construção da infraestrutura e também faz frente aos custos de operação e manutenção incorridos.

Após o início da operação comercial e na medida em que o serviço de operação e manutenção – O&M é prestado, a parte da RAP referente a receita de O&M é reconhecida no resultado ao valor justo, mensalmente, e faturada em conjunto com a parte da receita reconhecida na fase de construção, referente a remuneração dos ativos construídos. Este valor faturado após o cumprimento da performance de O&M é reclassificado para o ativo financeiro na rubrica de clientes até o seu recebimento efetivo.

A Companhia estima sua receita na fase de construção a valor justo com base no custo orçado da obra e utilizado pela administração como parâmetro para o lance no leilão da concessão. A receita a valor justo é composta pelo custo orçado para todo período de construção acrescido da margem de construção, que representa o lucro suficiente para cobrir os gastos de gerenciamento e acompanhamento da obra.

A taxa de remuneração de cada concessão é determinada pela projeção do custo esperado, da margem de lucro sobre o custo na fase de construção e também da projeção da RAP a ser recebida na fase de operação, já líquida da estimativa da contraprestação variável (PV) e da parte da RAP da performance de O&M. Essa técnica de avaliação de valor justo pela abordagem de receita desconta o fluxo de caixa de todo o período da concessão, determinando no reconhecimento inicial a taxa implícita que zera o fluxo ao longo do tempo. Essa taxa de remuneração é fixada no momento inicial e não se altera durante a performance do contrato e representa a taxa de mercado vigente a época nas condições da negociação entre partes.

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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

A Companhia reconhece os ganhos e perdas por eficiência ou ineficiência na construção da infraestrutura e em função de revisão tarifária periódica – RTP, quando incorridos, diretamente no resultado do exercício.

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.

Os ativos que fazem parte da Rede Básica do Sistema Existente - RBSE são compostos por uma componente tarifária econômica, referente ao custo de capital dos ativos não depreciados em julho de 2017 e uma componente tarifária financeira, decorrente do direito pela Receita Anual Permitida - RAP do Contrato de concessão nº 060/2001 não recebida no período de janeiro de 2013 a junho de 2017, acrescido de atualização monetária e juros remuneratórios.

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 e alterações posteriores, proveniente do valor recuperado do custo com o fator de ajuste do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE (GSF). O montante foi transformado pela Aneel em extensão do prazo da outorga, o qual é amortizado linearmente até o final do novo prazo de concessão, conforme demonstrado na NE nº 14.1.

4.9.3 Concessão de distribuição de energia elétrica

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

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

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

4.9.4 Concessão de distribuição de gás canalizado

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

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

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

4.9.5 Ativos intangíveis adquiridos separadamente

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

4.9.6 Baixa de ativos intangíveis

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

4.10 Redução ao valor recuperável de ativos - *Impairment*

Os ativos são avaliados para identificar evidências de desvalorização.

4.10.1 Ativos financeiros

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

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

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.

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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

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

O valor recuperável de ativos de contrato na sua fase de formação são testados no momento de sua mensuração, em decorrência principalmente da utilização da taxa efetiva de juros fixada no início do projeto e levada até o final do fluxo de caixa da concessão. Após o início da operação comercial a parte da receita faturada é testada no contas a receber de clientes e a parte a receber condicionada a cumprir a obrigação de *performance* 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, formalizada ou não formalizada) como resultado de evento passado, (ii) seja provável (mais provável que sim do que não) que será necessária saída de recursos que incorporam benefícios econômicos para liquidar a obrigação; e (iii) possa ser feita estimativa confiável do valor da obrigação.

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

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

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

4.12 Reconhecimento da receita

4.12.1 Receita de contratos com clientes

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

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

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

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

4.12.2 Receita de juros

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

Em relação ao ativo de contrato da concessão de transmissão de energia elétrica é reconhecida receita de remuneração financeira utilizando a taxa de remuneração implícita 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.

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 2020, de 2019 e de 2018 é de 1,65%, e deriva de metodologia de cálculo que considera o risco do negócio.

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

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

4.15 Instrumentos financeiros derivativos

4.15.1 Operações de compra e venda de energia

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

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

4.15.2 Operações de compra a termo de moeda

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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

4.16 Tributos

4.16.1 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.

4.16.2 Imposto de renda e contribuição social diferidos

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

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

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

4.16.3 Outros tributos a recuperar e outras obrigações fiscais

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.

4.17 Benefícios Pós-emprego

A Companhia e suas controladas patrocinam planos previdenciários para complementação de aposentadoria e pensão e Plano Assistencial (assistência médica e odontológica) para seus empregados ativos e seus dependentes legais. Os valores desses compromissos atuariais (contribuições, custos, passivos e/ou ativos) são calculados anualmente por atuário independente, com a data base que coincide com o encerramento do exercício. As premissas econômicas e financeiras para efeitos da avaliação atuarial são discutidas com o atuário independente e aprovadas pela Administração da Controladora.

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.

4.18 Arrendamentos

Os arrendamentos são reconhecidos a valor presente como ativo de direito de uso e passivo de arrendamento e, a partir do registro inicial, a amortização do ativo e os juros sobre o passivo são contabilizados de forma separada no resultado. A Companhia adota as isenções de reconhecimento previstas para arrendamentos de curto prazo (prazo de arrendamento de até 12 meses) e arrendamentos de ativos de baixo valor, de modo que estes contratos são reconhecidos como custos e/ou despesas operacionais de arrendamento em base linear durante a vigência do contrato.

Adicionalmente, a Companhia possui contratos de arrendamento de terrenos para desenvolvimento de projetos de geração de energia eólica que preveem pagamento mínimo durante o período de estudo/construção e pagamento com base em remuneração variável durante o período de operação comercial. Para contratos que estão sujeitos a pagamento mínimo, a Companhia reconheceu ativo de direito de uso e passivo de arrendamento enquanto que para os contratos que estão em operação comercial, os valores são contabilizados na demonstração de resultado, em custos e/ou despesas operacionais, quando o evento ou a condição é atendida.

Para definição da taxa de juros, considera-se o custo da última captação realizada via debêntures, desconsiderando captações incentivadas ou subsidiadas, tendo em vista que está é a forma que a Companhia se utiliza para financiamento de fluxo de caixa.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

4.19 Pronunciamentos aplicáveis à Companhia a partir de 1º.01.2020

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

- (i) IAS 1 Estrutura conceitual para relatório financeiro (*Conceptual framework*);
- (ii) Alteração na definição de negócios no IFRS 3 e alteração da definição de materialidade no IAS 1 e no IAS 8.

4.20 Pronunciamentos que ainda não são vigentes

A partir do exercício de 2021, estarão vigentes as alterações nos seguintes pronunciamentos:

- (i) IAS 37: especificação sobre custos para cumprir contrato oneroso;
- (ii) IFRS 3: atualização da norma, tendo em vista as modificações da Estrutura Conceitual;
- (iii) IAS 16: definições sobre recursos antes do uso pretendido;
- (iv) Melhorias anuais ao ciclo de IFRSs 2018–2020 com alteração nos pronunciamentos: IFRS 1 - Adoção Inicial das Normas Internacionais de Contabilidade; IFRS 9 - Instrumentos Financeiros; IFRS 16 - Arrendamentos; IAS 41 - Agricultura;
- (v) Alterações no IAS 1: classificação de passivos como circulantes ou não circulantes
- (vi) IFRS 17: novo pronunciamento para contratos de seguros, em substituição ao IFRS 4;

A Companhia não tem expectativa de impactos significativos nas demonstrações contábeis Companhia decorrentes destas alterações de normas.

5 Caixa e Equivalentes de Caixa

	31.12.2020	31.12.2019
Caixa e bancos conta movimento	228.711	263.188
Aplicações financeiras de liquidez imediata	2.994.057	2.678.539
	3.222.768	2.941.727

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 85,0% e 101,5% da taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

6 Títulos e Valores Mobiliários

A Companhia e suas controladas possuem títulos e valores mobiliários que rendem taxas de juros variáveis. O prazo desses títulos varia de 4 a 51 meses a partir do final do período de relatório.

Categoria	Indexador	31.12.2020	31.12.2019
Cotas de fundos de investimentos (a)	CDI	237.141	225.804
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	90% a 101% do CDI	62.638	50.216
Letras Financeiras do Tesouro - LFT	Selic	751	733
Operação Compromissada	96,5% do CDI	-	3.632
Letras do Tesouro Nacional - LTN	CDI	-	1.696
		300.530	282.081
	Circulante	1.465	3.112
	Não circulante	299.065	278.969

Certificado de Depósito Interbancário - CDI

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

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

7 Clientes

	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo 31.12.2020	Saldo 31.12.2019
Consumidores					
Residencial	388.190	211.050	40.184	639.424	579.715
Industrial	213.229	21.048	78.025	312.302	298.719
Comercial	255.691	51.502	28.246	335.439	363.986
Rural	87.666	21.676	309	109.651	103.271
Poder público	32.687	1.646	3.037	37.370	55.847
Iluminação pública	42.319	4.296	-	46.615	38.523
Serviço público	40.856	658	298	41.812	44.983
Fornecimento não faturado - cativos	583.209	-	-	583.209	516.203
Parcelamento de débitos - cativos (7.1)	206.170	20.011	65.666	291.847	204.192
Subsídio baixa renda - Eletrobras	13.783	-	-	13.783	12.174
Consumidores livres	161.273	1.613	900	163.786	132.756
Outros créditos	62.362	23.105	82.803	168.270	148.375
	2.087.435	356.605	299.468	2.743.508	2.498.744
Concessionárias, permissionárias e comercializadoras					
Contratos bilaterais	265.432	-	-	265.432	191.463
Contratos regulados	162.290	1.792	6.869	170.951	159.492
CCEE (7.2)	533.223	16	119.665	652.904	315.712
Suprimento de energia elétrica	960.945	1.808	126.534	1.089.287	666.667
Encargos de uso da rede elétrica	271.008	1.396	9.104	281.508	215.582
Telecomunicações	-	-	-	-	67.304
Distribuição de gás	56.862	1.342	12.724	70.928	111.026
(-) Perdas de créditos esperadas (7.3)	(7.610)	(11.964)	(345.977)	(365.551)	(376.756)
	3.368.640	349.187	101.853	3.819.680	3.182.567
	Circulante			3.768.242	3.120.168
	Não circulante			51.438	62.399

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

7.1 Parcelamento de débitos

Os saldos de parcelamento de débitos estão a valor presente, em 31.12.2020, considerando o montante a ser descontado, as datas de realização, as datas de liquidação e a taxa de desconto, que varia de 0,49% a 2,89% a.m.

7.2 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

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

Do total apresentado, R\$ 119.665 se referem à parcela controversa decorrente dos efeitos da liminar pelo excludente de responsabilidade da UHE Colíder. Como resultado de caso fortuito e força maior, a usina atrasou sua operação comercial, inicialmente prevista para janeiro de 2015. A Companhia discute judicialmente o pedido de excludente de responsabilidade para que a obrigatoriedade do fornecimento da energia contratada pela usina, no período em atraso, seja postergada. Foram registradas perdas de crédito esperadas no mesmo valor do saldo a receber, conforme demonstrado na NE nº 7.3.

A Copel GeT protocolou pedido administrativo do excludente de responsabilidade na Aneel, que foi negado, e subsequentemente, em 18.12.2017, impetrou ação ordinária com pedido de tutela antecipada junto ao Poder Judiciário, solicitando a reversão da decisão da agência. Em 06.04.2018, o Tribunal Federal da 1ª Região deferiu a antecipação de tutela recursal requerida no Agravo de Instrumento para conceder a liminar para suspender a exigência de quaisquer ônus ou imputação de penalidade à Copel em decorrência da ultrapassagem dos marcos temporais do cronograma original do Contrato de Concessão, até o julgamento definitivo. A ação principal está aguardando o julgamento do mérito da ação.

A energia contratada da usina é de 125 MW médios. Para os períodos em atraso o contrato foi cumprido conforme descrito a seguir:

- de janeiro de 2015 a maio de 2016, entrega da energia suspensa em decorrência da obtenção de liminar judicial;
- em junho de 2016, com redução parcial por meio de acordo bilateral e saldo remanescente suspenso em decorrência da liminar judicial;
- de julho de 2016 a dezembro de 2018, com redução da totalidade dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs, por meio de acordo bilateral e com participação no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déicits de Energia Nova - MCS-D-EN; e
- de janeiro a março de 2019, os contratos firmados em ambiente regulado passaram a estar vigentes novamente, no entanto a entrega de energia continuou suspensa, tendo em vista a liminar judicial obtida. A partir de 09.03.2019 a usina iniciou a produção comercial de sua primeira unidade geradora.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Em virtude do não julgamento do mérito da ação, no período em atraso da usina a Companhia reconheceu no resultado dos exercícios a receita se limitando às cláusulas econômicas do contrato e às regras regulatórias, bem como ao custo da energia para cobertura do lastro contratual.

7.3 Perdas de créditos esperadas

	Saldo em 1º.01.2019	Adições / (reversões)	Perdas	Saldo em 31.12.2019	Adições / (reversões)	Perdas	Reclassifi- cação (a)	Saldo em 31.12.2020
Consumidores								
Residencial	21.722	71.794	(51.692)	41.824	65.937	(60.365)	-	47.396
Industrial	87.197	33.772	(23.015)	97.954	22.487	(31.575)	-	88.866
Comercial	69.717	27.866	(26.658)	70.925	29.092	(31.294)	-	68.723
Rural	3.810	1.499	(1.920)	3.389	4.788	(4.240)	-	3.937
Poder público	4.874	435	(419)	4.890	9	(1.815)	-	3.084
Iluminação pública	120	(117)	-	3	20	(15)	-	8
Serviço público	199	145	(79)	265	124	(246)	-	143
Não faturado - cativos	1.502	(322)	-	1.180	409	-	-	1.589
Ajuste a valor presente	(2.883)	1.442	-	(1.441)	791	-	-	(650)
	186.258	136.514	(103.783)	218.989	123.657	(129.550)	-	213.096
Concessionárias, permissionárias e comercializadoras								
CCEE (7.2)	119.665	-	-	119.665	-	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	9.474	11.608	(657)	20.425	392	(284)	-	20.533
	129.139	11.608	(657)	140.090	392	(284)	-	140.198
Telecomunicações	3.879	13.292	(12.022)	5.149	3.609	(6.260)	(2.498)	-
Distribuição de gás	12.112	1.063	(647)	12.528	238	(509)	-	12.257
	331.388	162.477	(117.109)	376.756	127.896	(136.603)	(2.498)	365.551

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 40).

8 Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná

A Administração da Companhia e o Estado do Paraná formalizaram, em 31.10.2017, o quinto termo aditivo do contrato de negociação da Conta de Resultados a Compensar - CRC. O Estado do Paraná cumpriu os termos acordados e efetuou os pagamentos das parcelas mensais de juros previstas até dezembro de 2017. Encerrado o período de carência, o Estado do Paraná vem cumprido os pagamentos nas condições contratadas, restando 52 parcelas mensais. O saldo do contrato é atualizado pela variação do IGP-DI e juros de 6,65% a.a.

8.1 Mutações do CRC

Saldo em 1º.01.2019	Juros	Variação monetária	Recebimentos	Saldo em 31.12.2019	Juros	Variação monetária	Recebimentos	Saldo em 31.12.2020
1.445.042	87.710	96.519	(278.586)	1.350.685	80.788	261.176	(300.025)	1.392.624
Circulante				219.236				287.789
Não circulante				1.131.449				1.104.835

8.2 Vencimento das parcelas de longo prazo

2022	306.928
2023	327.341
2024	349.111
2025	121.455
	1.104.835

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos

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

	31.12.2020		31.12.2019	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2019				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	-	-	235.192	-
Energia elétrica para revenda - Itaipu	-	-	342.647	-
Transporte de energia pela rede básica	-	-	(47.214)	-
Transporte de energia de Itaipu	-	-	9.937	-
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	-	-	(160.277)	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	98.722	-
Proinfa	-	-	8.528	-
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	-	-	29.690	-
Sobrecontratação	-	-	(116.673)	-
Risco hidrológico	-	-	(119.416)	-
Devoluções tarifárias	-	-	(43.538)	-
Outros	-	-	(448)	-
	-	-	237.150	-
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2020				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	-	-	15.298	15.298
Energia elétrica para revenda - Itaipu	-	-	225.340	225.340
Transporte de energia pela rede básica	-	-	30.126	30.126
Transporte de energia de Itaipu	-	-	7.227	7.227
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	-	-	(52.336)	(52.336)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	27.103	27.103
Proinfa	-	-	(30)	(30)
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	-	-	9.408	9.408
Compensação acordos bilaterais CCEAR	-	-	20.096	20.096
Sobrecontratação	-	-	(25.725)	(25.725)
Risco hidrológico	-	-	(113.872)	(113.872)
Devoluções tarifárias	-	-	(24.215)	(24.216)
	-	-	118.420	118.419
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2021				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	(54.864)	(54.864)	-	-
Energia elétrica para revenda - Itaipu	231.588	231.588	-	-
Transporte de energia pela rede básica	88.137	88.137	-	-
Transporte de energia de Itaipu	9.766	9.766	-	-
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	11.266	11.266	-	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(903)	(903)	-	-
Proinfa	(89)	(89)	-	-
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	27.923	27.923	-	-
Sobrecontratação	78.836	78.836	-	-
Risco hidrológico	(143.147)	(143.147)	-	-
Devoluções tarifárias	(76.144)	(76.144)	-	-
Outros	1.096	1.096	-	-
	173.465	173.465	-	-
	173.465	173.465	355.570	118.419

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	31.12.2020		31.12.2019	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Passivos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2020				
Parcela A				
Energia elétrica comprada para revenda - CVA Energ	9.675	-	-	-
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	(3.401)	-	-	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(66)	-	-	-
Proinfa	33	-	-	-
Transporte de energia pela rede básica	603	-	-	-
Transporte de energia de Itaipu	214	-	-	-
Outros componentes financeiros				
Compensação acordos bilaterais CCEAR	36.395	-	-	-
Risco hidrológico	(187.817)	-	-	-
Devoluções tarifárias	(41.381)	-	-	-
Sobrecontratação	(26.995)	-	-	-
Neutralidade	21.419	-	-	-
Outros	2.612	-	-	-
	(188.709)	-	-	-
Passivos financeiros setoriais - revisão tarifária 2021				
Componentes financeiros				
Devoluções tarifárias	-	-	-	(102.284)
	-	-	-	(102.284)
	(188.709)	-	-	(102.284)

9.2 Mutações dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

	Saldo em 01.01.2020	Receita Operacional		Resultado financeiro	Baixa Conta Covid	Bandeiras tarifárias	Saldo em 31.12.2020
		Constituição	Amortização	Atualização			
Parcela A							
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	793.327	893.581	(354.300)	28.197	(897.629)	-	463.176
Energia elétrica comprada p/ revenda - CVA Energ	265.788	(242.246)	(253.482)	1.076	164.804	(35.993)	(100.053)
Transporte de energia pela rede básica	13.038	265.030	48.154	1.715	(151.060)	-	176.877
Transporte de energia comprada de Itaipu	24.391	31.762	(10.503)	801	(26.705)	-	19.746
ESS	(264.949)	(72.032)	169.396	(8.854)	249.724	(54.154)	19.131
CDE	152.928	56.608	(102.027)	5.065	(114.446)	-	(1.872)
Proinfa	8.468	(21.615)	(8.856)	(181)	22.039	-	(145)
Outros componentes financeiros							
Neutralidade	48.506	95.870	(52.843)	187	(14.455)	-	77.265
Compensação acordos bilaterais CCEAR	40.192	75.917	(79.714)	-	-	-	36.395
Risco hidrológico	(347.160)	(444.291)	322.432	(5.092)	-	-	(474.111)
Devoluções tarifárias	(194.253)	(83.514)	88.269	(4.171)	-	-	(193.669)
Sobrecontratação	(168.123)	274.051	145.853	663	(101.788)	(19.979)	130.677
Outros	(448)	6.927	(2.375)	700	-	-	4.804
	371.705	836.048	(89.996)	20.106	(869.516)	(110.126)	158.221
Ativo circulante	355.570						173.465
Ativo não circulante	118.419						173.465
Passivo circulante	-						(188.709)
Passivo não circulante	(102.284)						-

O saldo da Conta Covid foi integralmente recebido em 31.07.2020, conforme descrito na NE nº 1, letra a.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Saldo em	Receita Operacional		Resultado Financeiro	Banceiras	Saldo em
	01.01.2019	Constituição	Amortização	Atualização	Tarifárias	31.12.2019
Parcela A						
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	886.243	533.057	(670.501)	44.528	-	793.327
Energia elétrica comprada para revenda - CVA Energ	626.891	358.200	(546.801)	29.909	(202.411)	265.788
Transporte de energia pela rede básica	(30.514)	22.917	23.688	(3.053)	-	13.038
Transporte de energia comprada de Itaipu	23.250	19.531	(19.692)	1.302	-	24.391
ESS	(481.972)	(188.280)	427.177	(21.874)	-	(264.949)
CDE	159.084	110.752	(127.190)	10.282	-	152.928
Proinfa	2.989	17.396	(12.636)	719	-	8.468
Outros componentes financeiros						
Neutralidade	123.028	(1.122)	(74.698)	1.298	-	48.506
Compensação acordos bilaterais CCEAR	5.237	80.385	(45.430)	-	-	40.192
Ajuste CVA Angra II	6.272	-	(6.272)	-	-	-
Risco Hidrológico	(319.033)	(324.504)	304.197	(7.820)	-	(347.160)
Devoluções tarifárias	(180.963)	(89.327)	83.900	(7.863)	-	(194.253)
Sobrecontratação	(238.416)	(22.166)	173.087	(5.774)	(74.854)	(168.123)
Outros	192	(905)	294	(29)	-	(448)
	582.288	515.934	(490.877)	41.625	(277.265)	371.705
Ativo circulante	421.184					355.570
Ativo não circulante	257.635					118.419
Passivo não circulante	(96.531)					(102.284)

10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

	31.12.2020	Reapresentado 31.12.2019	Reapresentado 1º.01.2019
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (10.1)	960.518	836.818	783.023
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (10.2)	189.416	324.385	322.259
Bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas (10.3)	671.204	647.984	625.772
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (10.4)	81.202	69.182	65.811
	1.902.340	1.878.369	1.796.865
Circulante	4.515	4.545	4.180
Não circulante	1.897.825	1.873.824	1.792.685

10.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Em 1º.01.2019	783.023
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	28.987
Transferências de investimento	348
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(1.578)
Reconhecimento do valor justo	26.231
Incorporações	(75)
Baixas	(118)
Em 31.12.2019	836.818
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	86.154
Transferências para o intangível (NE nº 18.1)	(99)
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(7.428)
Reconhecimento do valor justo	45.187
Baixas	(114)
Em 31.12.2020	960.518

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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.01.2019	322.259
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.2)	16.574
Transferência para o ativo intangível (NE nº 18.3)	(24.835)
Reconhecimento do valor justo	10.415
Baixas	(28)
Em 31.12.2019	324.385
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.2)	7.390
Transferência para o ativo intangível (NE nº 18.3)	(154.483)
Reconhecimento do valor justo	12.154
Baixas	(30)
Em 31.12.2020	189.416

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

Em 1º.01.2019	625.772
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(69.192)
Juros efetivos (NE nº 31.1)	91.404
Em 31.12.2019	647.984
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(71.087)
Juros efetivos (NE nº 31.1)	94.307
Em 31.12.2020	671.204

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

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

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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

10.4 Contrato de concessão de geração de energia elétrica

Em 1º.01.2019	65.811
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa	426
Reversão de <i>impairment</i> (NE nº 32.4)	2.945
Em 31.12.2019	69.182
Remuneração	1.518
Reversão de <i>impairment</i> (NE nº 32.4)	10.502
Em 31.12.2020	81.202

Saldo residual dos ativos de geração de energia elétrica da UHE GPS e UHE Mourão I. A Copel GeT depreciou as usinas até 2015, data de vencimento das concessões, e o saldo remanescente foi reclassificado para a rubrica contas a receber vinculadas à concessão.

Apesar de o Poder Concedente ainda não ter divulgado a forma do pagamento da remuneração dos ativos, a expectativa da Administração sobre a indenização desses ativos indica a recuperabilidade do saldo registrado, baseada na metodologia de compensação determinada pela Aneel.

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

11 Ativos de contrato

	31.12.2020	Reapresentado 31.12.2019	Reapresentado 1º.01.2019
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (11.1)	1.114.961	844.284	640.500
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (11.2)	27.254	26.734	25.718
Contratos de concessão de transmissão (11.3)	4.350.582	3.919.635	3.520.838
	5.492.797	4.790.653	4.187.056
Circulante	285.682	161.740	134.016
Não circulante	5.207.115	4.628.913	4.053.040

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

11.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

	Ativo	Obrigações especiais	Total
Em 1º.01.2019	664.755	(24.255)	640.500
Aquisições	1.021.644	-	1.021.644
Participação financeira do consumidor	-	(104.067)	(104.067)
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	1.823	-	1.823
Transferências para o intangível (NE nº 18.1)	(771.844)	93.164	(678.680)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	(33.075)	4.088	(28.987)
Baixas	(7.949)	-	(7.949)
Em 31.12.2019	875.354	(31.070)	844.284
Aquisições	1.391.267	-	1.391.267
Participação financeira do consumidor	-	(112.689)	(112.689)
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	1.522	-	1.522
Transferências para o intangível (NE nº 18.1)	(1.016.482)	105.116	(911.366)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	(94.978)	8.824	(86.154)
Baixas	(11.903)	-	(11.903)
Em 31.12.2020	1.144.780	(29.819)	1.114.961

Saldo referente ao direito contratual da concessionária relacionado às obras em construção para atendimento às necessidades da concessão. Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no exercício findo em 31.12.2020 totalizaram R\$ 9.537, à taxa média de 0,38% a.a. (R\$ 6.838, à taxa média de 0,28% a.a., em 31.12.2019 e R\$ 5.435, à taxa média de 0,26% a.a., em 31.12.2018).

11.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Em 1º.01.2019	25.718
Aquisições	17.590
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.2)	(16.574)
Em 31.12.2019	26.734
Aquisições	15.187
Transferências para o intangível (NE nº 18.3)	(7.277)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.2)	(7.390)
Em 31.12.2020	27.254

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

11.3 Contratos de concessão de transmissão

	Ativo concessões	Ativo RBSE	Total Reapresentado
Em 1º.01.2019	2.166.757	1.354.081	3.520.838
Efeito de combinações de negócios	117.942	-	117.942
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	282	-	282
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(176.724)	(214.336)	(391.060)
Transferências para o imobilizado	(3.353)	-	(3.353)
Transferência de depósitos judiciais e litígios	(313)	-	(313)
Remuneração	280.630	177.961	458.591
Receita de construção	175.219	-	175.219
Margem de construção	2.892	-	2.892
Ganho por eficiência (11.3.1)	38.597	-	38.597
Em 31.12.2019	2.601.929	1.317.706	3.919.635
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	722	-	722
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(312.120)	(266.027)	(578.147)
Transferências para o imobilizado	(613)	-	(613)
Transferência de litígios	(576)	-	(576)
Remuneração	489.438	291.669	781.107
Receita de construção	255.578	-	255.578
Margem de construção	4.217	-	4.217
Perda por ineficiência (11.3.1)	(7.654)	-	(7.654)
Baixas	(23.687)	-	(23.687)
Em 31.12.2020	3.007.234	1.343.348	4.350.582

Em 30.06.2020 a Aneel publicou a Resolução Homologatória nº 2.715, na qual homologou o resultado da revisão periódica da RAP do contrato nº 060/2001 e em 14.07.2020 emitiu a Resolução Homologatória nº 2.725, que estabelece a RAP pela disponibilização das instalações sob responsabilidade da Companhia. No processo da primeira revisão tarifária do contrato nº 060/2001, referente aos ciclos tarifários de 2018/2023 e que se realiza a cada cinco anos, foram reavaliados os custos operacionais, o custo de capital (WACC) e a base de remuneração, o que resultou em um índice de reposicionamento da RAP da Companhia de 10,16% em relação ao ciclo anterior.

Adicionalmente, em relação aos ativos RBSE, a Resolução Homologatória nº 2.715 fixou o reposicionamento tarifário e incluiu a “remuneração” na parcela da RAP, que outrora havia sido excluída provisoriamente por força de decisão judicial ora cassada. Tais valores serão recebidos a partir do quarto ciclo tarifário iniciado em julho de 2020 até junho de 2025, inclusive com a adição dos montantes não recebidos tempestivamente devido os efeitos provisórios da liminar judicial, o qual será acrescido nos próximos três ciclos de RAP que se iniciarão em julho de 2020 até junho de 2023. O impacto da revisão tarifária nos ativos RBSE totalizaram o montante de R\$ 122.027, registrado na receita operacional de 2020.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

11.3.1 Ganho (perda) por eficiência ou ineficiência na implementação e operação de infraestrutura de transmissão

Na construção e operação da infraestrutura de transmissão, esperam-se possíveis impactos positivos ou negativos em função de atrasos e custos adicionais por questões ambientais, variação dos custos, principalmente com cabos e estruturas quando indexados a moeda estrangeira, custos adicionais de servidão e negociações fundiárias, eventuais imprevistos de terraplanagem, antecipação de prazos de operação comercial e revisão/reajuste da RAP conforme as regras regulatórias e as cláusulas contratuais. Alterações no projeto original que afetem sua lucratividade são reconhecidas diretamente no resultado quando incorrido, exceto a parte da RAP relacionada a performance de operação e manutenção dos ativos que é reconhecida a medida em que os serviços são executados.

11.3.2 Premissas adotadas para o cálculo do ativo de contrato

	Ativo concessões	Ativo RBSE
Margem de construção	1,65%	N/A
Margem de operação e manutenção	1,65%	N/A
Taxa de remuneração (a)	9,58% a.a.	9,54% a.a.
Índice de correção dos contratos	IPCA (b)	IPCA
RAP anual, conforme Resolução Homologatória	415.455	279.406
Custo de construção incorrido até 31.12.2020 das obras em andamento Contrato nº 006/2016 - LT 525 kV Curitiba Leste - Blumenau	238.233	N/A

(a) Taxa média dos contratos

(b) O contrato 075/2001 - LT 230 kV Bateias - Jaguariaíva, da Copel GET, e o 002/2005 - LT 525 kV Ivaiporã - Londrina, da Uirapuru, são corrigidos pelo IGPM.

12 Outros Créditos

	31.12.2020	31.12.2019
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 35.2.12)	689.531	460.635
Serviços em curso (a)	260.348	228.593
Créditos nas operações de aquisição de gás (12.1)	120.515	142.941
Repasse CDE (12.2)	60.433	61.898
Adiantamento a fornecedores (b)	36.609	24.073
Adiantamento a empregados	17.785	20.427
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (NE nº 35.2.3 - b)	23.308	-
Alienações e desativações em curso	36.855	21.238
Adiantamento para indenizações imobiliárias	14.484	15.597
Bandeira tarifária - CCRBT	7.194	19.545
Entidades seguradoras	-	24.574
Outros créditos	92.583	69.103
	1.359.645	1.088.624
	Circulante	514.185
	Não circulante	845.460
		426.865
		661.759

CCRBT - Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias

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

(b) Adiantamento previsto em cláusula contratual.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 o contrato prevê a compensação futura. A Compagás tem o direito de utilizar e compensar esse gás ao longo da vigência do contrato e em até 1 ano após o encerramento, atualmente estabelecido em dezembro de 2023. 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 cessão deste ativo.

12.2 Repasse CDE

O saldo em 31.12.2020 se refere a valores da CDE a serem repassados à Companhia para cobertura dos descontos tarifários incidentes sobre as tarifas, definidos na Lei nº 10.438/2002 e Decreto nº 7.891/2013. O valor repassado à Copel DIS referente ao período de junho de 2019 a maio de 2020, de acordo com a Resolução Homologatória nº 2.559/2019, foi de R\$ 51.200 mensais. Esse valor foi alterado para R\$ 47.005 mensais a partir de junho de 2020, pela Resolução Homologatória nº 2.704, de 23.06.2020, a qual homologou o resultado do último Reajuste Tarifário Anual.

13 Tributos

13.1 Imposto de renda e contribuição social diferidos

	Saldo em 1°.01.2019	Reconhecido no resultado	Efeitos de combinação de negócios	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2019	Reconhecido no resultado	Reclassifi- cação (a)	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2020
Ativo não circulante									
Provisões para litígios	573.177	(62.662)	6.237	-	516.752	(6.072)	-	-	510.680
Benefícios pós-emprego	328.685	13.285	-	63.444	405.414	9.433	-	92.190	507.037
<i>Impairment</i>	328.011	57.456	-	-	385.467	(63.827)	-	-	321.640
Provisão para P&D e PEE	154.491	10.840	-	-	165.331	(12.833)	-	-	152.498
Perdas de créditos esperadas	114.010	17.811	-	-	131.821	(2.868)	-	-	128.953
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	71.140	27.102	-	-	98.242	144.493	-	-	242.735
INSS - liminar sobre depósito judicial	67.010	4.190	-	-	71.200	3.340	-	-	74.540
Provisões por desempenho e participação nos lucros	30.548	21.567	-	-	52.115	109.622	-	-	161.737
Amortização do direito de concessão	53.339	5.005	-	-	58.344	(11.135)	-	-	47.209
Contratos de concessão	23.606	(1.253)	-	-	22.353	(1.292)	-	-	21.061
Provisão para compra de energia	155.570	(137.531)	-	-	18.039	-	-	-	18.039
(-) Reclassificação (a)						(1.771)	(81.971)	-	(83.742)
Outros	147.771	(4.512)	-	-	143.259	22.634	-	-	165.893
	2.047.358	(48.702)	6.237	63.444	2.068.337	189.724	(81.971)	92.190	2.268.280
(-) Passivo não circulante									
Contratos de concessão	613.658	99.199	(1.026)	-	711.831	188.674	-	-	900.505
Custo atribuído ao imobilizado	415.325	(34.116)	-	-	381.209	(30.718)	-	-	350.491
Instrumentos financeiros derivativos	5.030	65.915	-	-	70.945	46.737	-	-	117.682
Atualização de depósitos judiciais	64.167	(3.022)	-	-	61.145	1.981	-	-	63.126
Depreciação acelerada	32.682	17.640	-	-	50.322	25.633	-	-	75.955
Custo de transação - empréstimos e debêntures	31.127	981	-	-	32.108	(7.539)	-	-	24.569
(-) Reclassificação (a)						478	(3.243)	-	(2.765)
Outros	35.728	6.849	-	-	42.577	(10.626)	-	-	31.951
	1.197.717	153.446	(1.026)	-	1.350.137	214.620	(3.243)	-	1.561.514
Líquido	849.641	(202.148)	7.263	63.444	718.200	(24.896)	(78.728)	92.190	706.766
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	1.007.061				1.011.866				1.191.104
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(157.420)				(293.666)				(484.338)

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 40).

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

13.1.1 Projeção de realização de imposto de renda e contribuição social diferidos:

A projeção da realização dos créditos fiscais diferidos registrados no ativo e passivo não circulantes está baseada no período 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 17.03.2021.

Os critérios utilizados para a realização de cada item estão relacionados com a previsibilidade de realização do valor principal que originou a diferença temporária. Quando a expectativa de realização do item é de difícil previsão, principalmente por não ser de controle da Companhia, tais como provisões para litígios, a Companhia adota históricos de realização para projetar sua realização futura. A realização dos valores de prejuízo fiscal e base negativa acompanham as possibilidades de compensação considerando os lucros futuros e o limite estabelecido na legislação.

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

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

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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Ativo	Passivo
2021	618.750	(108.316)
2022	223.243	(94.626)
2023	117.380	(110.243)
2024	80.174	(121.232)
2025	80.408	(92.592)
2026 a 2028	179.810	(257.513)
2029 a 2030	968.515	(776.992)
	2.268.280	(1.561.514)

13.1.2 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 31.12.2020, a UEG Araucária não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R\$ 131.655 (R\$ 83.273 em 31.12.2019) por não haver, naquele momento, razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para absorção dos referidos ativos.

13.2 Outros tributos a recuperar e outras obrigações fiscais

	31.12.2020	31.12.2019
Ativo circulante		
ICMS a recuperar	89.942	103.977
PIS/Pasep e Cofins a compensar (13.2.1)	1.474.119	98.942
Outros tributos a compensar	1.262	2.141
	1.565.323	205.060
Ativo não circulante		
ICMS a recuperar	84.376	74.568
PIS/Pasep e Cofins a compensar (13.2.1)	4.421.403	213.667
Outros tributos a compensar	33.719	33.776
	4.539.498	322.011
Passivo circulante		
ICMS a recolher	201.138	179.662
PIS/Pasep e Cofins a recolher	179.133	125.197
IRRF sobre JSCP	43.950	117.807
Programa Especial de Regularização Tributária	50.565	49.310
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	18.063
Outros tributos	15.822	11.029
	490.608	501.068
Passivo não circulante		
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	209.145	209.747
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert	408.738	447.897
Outros tributos	4.600	4.470
	622.483	662.114

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

13.2.1 Crédito de Pis e Cofins sobre ICMS

Em 12.08.2009, a Copel DIS impetrou mandado de segurança nº 5032406-35.2013.404.7000 perante a 3ª Vara Federal de Curitiba requerendo a concessão de ordem para deixar de incluir o ICMS na base de cálculo do PIS e da COFINS, bem como para autorizá-la a proceder a compensação administrativa dos valores recolhidos a maior de tais contribuições sociais, dos últimos cinco anos.

Em 16.06.2020, transitou em julgado acórdão no qual a 2ª Turma do Tribunal Regional Federal da 4ª Região reconheceu o direito da Copel DIS de excluir da base de cálculo do PIS e COFINS o valor integral do ICMS destacado nas notas fiscais de saída. O acórdão também reconheceu que a prescrição, neste caso, é quinquenal e que, portanto, a Copel tem o direito a ressarcir-se dos valores recolhidos nos cinco anos anteriores ao ajuizamento do mandado de segurança até a data da decisão transitada em julgado.

Considerando o trânsito em julgado da ação, com decisão favorável para a companhia, a entrada de benefícios econômicos se tornou provável e, portanto, o ativo passou a ser realizável. Diante disso, a Copel DIS reconheceu o crédito tributário atualizado, que deverá ser recuperado utilizando dos seguintes expedientes: pela compensação com tributos a recolher dentro do prazo prescricional de 5 anos, e, se necessário, com recebimento de precatórios do Governo Federal.

Adicionalmente, com a assistência de seus assessores legais, a Companhia decidiu contabilizar o passivo a restituir para os consumidores dos últimos 10 anos do crédito, a contar da data do trânsito em julgado, considerando a legislação vigente, o prazo prescricional definido no código civil e a jurisprudência dos tribunais. A restituição dos créditos de PIS e Cofins aos consumidores aguarda uma conclusão das discussões junto à Aneel a respeito dos mecanismos e critérios de compensação, a partir da efetiva compensação dos créditos fiscais, os quais atualmente estão em processo de habilitação junto à Receita Federal.

Em 09.02.2021, a Aneel abriu consulta pública voltada a discutir a forma de devolução dos créditos tributários para os consumidores, conforme descrito na NE nº 29.2. A proposta da Aneel colocada em discussão prevê a devolução dos valores por meio de abatimento nos próximos reajustes tarifários, em um prazo de até cinco anos. A Aneel não se manifestou em relação ao período prescricional de devolução do crédito ao consumidor.

Ainda, em relação aos possíveis impactos futuros da modulação dos efeitos, a ser julgada pelo STF no âmbito do RE 574.706/PR, o entendimento da Companhia, baseado na opinião de seus assessores legais, é de ser altamente provável de que as decisões já transitadas em julgado favoravelmente aos contribuintes sejam mantidas.

O quadro a seguir apresenta os impactos destes registros no balanço patrimonial e na demonstração do resultado da Copel:

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	31.12.2020
Crédito tributário - principal	3.620.118
Crédito tributário - atualização monetária	2.035.636
Efeito no ativo	5.655.754
PIS/Pasep e Cofins a restituir para consumidores	(3.805.985)
Obrigações fiscais - Pis/Pasep e Cofins a recolher sobre receita financeira	(94.657)
Imposto de renda e contribuição social	(596.738)
Efeito no passivo	(4.497.380)
EFEITO NO BALANÇO PATRIMONIAL	1.158.374
Receita operacional líquida	810.563
Receita financeira, líquida de pis e cofins	944.549
Imposto de renda e contribuição social	(596.738)
EFEITO NA DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	1.158.374

Os valores de Pis e Cofins da Copel DIS dos meses de março a junho de 2020, que ainda não tinham sido pagos quando do desfecho da ação, foram remensurados com os efeitos da decisão judicial e reclassificados para a conta de passivo a restituir para os consumidores. O quadro abaixo apresenta, portanto, o saldo total a devolver aos consumidores registrados no balanço patrimonial:

PIS/Pasep e Cofins a restituir para consumidores	31.12.2020
Apuração até fevereiro de 2020	3.805.985
Apuração de março a junho de 2020	121.838
	3.927.823
	Circulante 121.838
	Não circulante 3.805.985

No saldo também está contido o registro decorrente do trânsito em julgado da ação judicial em que a Compagás discutia a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/Pasep e Cofins. Diante da decisão favorável, a Compagás registrou, em setembro de 2019, o direito no valor de R\$ 107.453 na rubrica de Outros tributos a recuperar, com contrapartida de R\$ 100.931 na receita operacional e R\$ 6.522 na receita financeira. Parte destes créditos já foram recuperados durante o exercício de 2020, de modo que o saldo atualizado em 31.12.2020 é de R\$ 83.716.

13.2.2 PIS e Cofins com exigibilidade suspensa

A Copel Telecomunicações S.A. obteve, em 15.05.2020, em decisão liminar, a tutela antecipada favorável a Companhia, suspendendo a exigibilidade de parcela do Pis e Cofins, reconhecendo que o ICMS não deve ser incluído na base de cálculo dessas contribuições. Dessa forma, a Companhia vem suspendendo o pagamento desse valor complementar e provisionando os valores até a decisão final do mérito da ação. Os saldos deste passivo, no total de R\$ 2.965, estão registrados na linha de Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

13.3 Conciliação da provisão para imposto de renda e contribuição social

	31.12.2020	Reapresentado 31.12.2019	Reapresentado 31.12.2018
Lucro antes do IRPJ e CSLL	5.119.537	2.846.923	1.838.037
IRPJ e CSLL (34%)	(1.740.643)	(967.954)	(624.933)
Efeitos fiscais sobre:			
Equivalência patrimonial	65.806	36.297	36.555
Juros sobre o capital próprio	276.808	222.848	90.440
Dividendos	243	192	497
Despesas indedutíveis	(17.133)	(15.274)	(26.291)
Incentivos fiscais	28.572	17.804	13.860
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	(39.421)	(48.892)	(5.645)
Diferença entre bases de cálculo do lucro real e presumido	121.242	72.175	(19.680)
Outros	19.161	7.143	17.486
IRPJ e CSLL correntes	(1.260.469)	(416.687)	(522.550)
IRPJ e CSLL diferidos	(24.896)	(258.974)	51.384
Alíquota efetiva - %	25,1%	23,7%	25,6%

14 Despesas Antecipadas

	31.12.2020	31.12.2019
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa	22.408	18.504
Prêmios de seguros	14.453	11.693
Prêmio de risco - Repactuação do Risco Hidrológico (GSF) (14.1)	-	3.180
Outros	170	318
	37.031	33.695
	Circulante	36.987
	Não circulante	44
		33.563
		132

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	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	66.628	17.222	49.406
Santa Clara e Fundação	135,400	134,323	1º.01.2016 a 22.04.2019	25.10.2036 a 28.05.2037	39.369	30.326	9.043
		458,419			134.620	76.171	58.449

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

A composição dos registros em 31.12.2020 está apresentada a seguir:

	Saldo em 1º.01.2019	amortização	Transferências	Saldo em 31.12.2019	amortização	Saldo em 31.12.2020
Prêmio de risco - ativo circulante	9.394	(9.394)	3.180	3.180	(3.180)	-
Prêmio de risco - ativo não circulante	3.180	-	(3.180)	-	-	-
Intangível	38.707	(7.040)	-	31.667	(7.039)	24.628
	51.281	(16.434)	-	34.847	(10.219)	24.628
Prêmio de risco a amortizar - despesa antecipada	12.574			3.180		-
Extensão de prazo da outorga - intangível	38.707			31.667		24.628

15 Depósitos Judiciais

	31.12.2020	31.12.2019
Fiscais	346.659	351.402
Trabalhistas	72.263	85.187
Cíveis		
Cíveis	57.006	53.260
Servidões de passagem	7.156	5.076
Consumidores	3.479	1.897
	67.641	60.233
Outros	183	7.368
	486.746	504.190

16 Investimentos

16.1 Mutação dos investimentos

	Saldo em 1º.01.2020	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redução de capital	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Outros (a)	Saldo em 31.12.2020
Empreendimentos controlados em conjunto (16.3)								
Voltaíia São Miguel do Gostoso I	110.099	(2.378)	-	-	-	-	-	107.721
Voltaíia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	10.038	-	-	-	(367)	-	-	9.671
Caiuá	78.312	(8.964)	26.014	-	-	-	-	95.362
Integração Maranhense	138.716	13.672	-	-	-	(3.807)	-	148.581
Matrinchá	711.527	25.644	-	-	-	(2.668)	-	734.503
Guaraciaba	337.077	25.528	-	-	-	(1.435)	-	361.170
Paranaíba	173.973	29.708	-	-	-	-	-	203.681
Mata de Santa Genebra	573.357	48.594	39.479	-	-	-	-	661.430
Cantareira	338.268	42.666	-	-	-	(21.248)	-	359.686
Solar Paraná	-	(115)	6.946	-	-	-	-	6.831
	2.471.367	174.355	72.439	-	(367)	(29.158)	-	2.688.636
Coligadas								
Dona Francisca Energética (16.4)	28.423	9.674	-	-	-	(9.950)	-	28.147
Foz do Chopim Energética (16.4)	12.175	9.629	-	-	-	(11.818)	-	9.986
Dominó Holdings	246	(93)	-	-	-	-	(153)	-
Outras	10.155	(18)	-	(228)	-	-	(7.969)	1.940
	50.999	19.192	-	(228)	-	(21.768)	(8.122)	40.073
Propriedades para investimento	813	-	-	-	(5)	-	-	808
	2.523.179	193.547	72.439	(228)	(372)	(50.926)	(8.122)	2.729.517

(a) R\$ 7.969 de impairment da Estação Osasco Desenvolvimento Imobiliário S.A., coligada da UEG Araucária, e R\$ 153 de liquidação da Dominó.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Saldo em 01.01.2019	Equivalência Patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redução de Capital	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Transferência	Saldo em 31.12.2019
Empreendimentos controlados em conjunto (16.3)								
Voltaia São Miguel do Gostoso I	110.568	(3.409)	2.940	-	-	-	-	110.099
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	10.405	-	-	-	(367)	-	-	10.038
Caiuá	74.639	4.800	-	-	-	(1.127)	-	78.312
Integração Maranhense	129.684	11.316	-	-	-	(2.284)	-	138.716
Matrinchã	673.216	48.634	-	-	-	(10.323)	-	711.527
Guaraciaba	356.941	18.312	-	(34.300)	-	(3.876)	-	337.077
Paranaba	160.584	16.375	-	-	-	(2.986)	-	173.973
Mata de Santa Genebra	484.262	(41.716)	130.811	-	-	-	-	573.357
Cantareira	317.523	28.031	-	-	-	(7.286)	-	338.268
	2.317.822	82.343	133.751	(34.300)	(367)	(27.882)	-	2.471.367
Coligadas								
Dona Francisca Energética (16.4)	29.144	9.853	-	-	-	(10.574)	-	28.423
Foz do Chopim Energética (16.4)	8.227	13.924	-	-	-	(9.976)	-	12.175
Dominó Holdings	2.442	(280)	-	(735)	-	(1.181)	-	246
Other	9.115	917	123	-	-	-	-	10.155
	48.928	24.414	123	(735)	-	(21.731)	-	50.999
Propriedades para investimentos	1.342	-	-	-	(5)	-	(524)	813
Adiantamento para aquisição de investimento	142	-	133.597	-	-	-	(133.739)	-
	2.368.234	106.757	267.471	(35.035)	(372)	(49.613)	(134.263)	2.523.179

16.2 Controladas com participação de não controladores

16.2.1 Informações financeiras resumidas

	Compagás			Elejor			UEG Araucária		
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
ATIVO	749.434	904.993	675.286	705.233	625.154	652.175	554.079	421.533	436.137
Ativo circulante	245.028	313.896	204.725	165.150	80.079	80.990	392.775	80.788	33.573
Ativo não circulante	504.406	591.097	470.561	540.083	545.075	571.185	161.304	340.745	402.564
PASSIVO	749.434	904.993	675.286	705.233	625.154	652.175	554.079	421.533	436.137
Passivo circulante	173.144	236.190	133.769	95.465	85.647	124.880	309.265	91.066	42.185
Passivo não circulante	81.230	110.475	106.900	596.278	496.648	473.318	6.603	14.727	23.290
Patrimônio líquido	495.060	558.328	434.617	13.490	42.859	53.977	238.211	315.740	370.662
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO									
Receita operacional líquida	535.206	866.884	588.532	194.849	218.421	293.942	589.909	52.216	524
Custos e despesas operacionais	(452.495)	(662.306)	(515.594)	(67.323)	(86.237)	(89.931)	(647.516)	(131.596)	(94.970)
Resultado financeiro	(764)	43.186	(2.411)	(172.049)	(92.728)	(89.301)	203	832	2.275
Equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	-	-	916	-
Tributos	(22.967)	(74.791)	(10.909)	15.154	(13.331)	(38.379)	(19.920)	(22.703)	16.316
Lucro (prejuízo) do exercício	58.980	172.973	59.618	(29.369)	26.125	76.331	(77.324)	(100.335)	(75.855)
Outros resultados abrangentes	(343)	(1.277)	187	-	-	-	(205)	132	-
Resultado abrangente do período	58.637	171.696	59.805	(29.369)	26.125	76.331	(77.529)	(100.203)	(75.855)
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA									
Fluxo de caixa das atividades operacionais	101.708	54.760	66.017	22.097	51.839	127.108	23.491	(57.585)	(26.980)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(17.120)	(17.531)	(15.961)	(208)	(314)	(2.659)	1.317	(1.945)	(2.768)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(115.625)	14.312	(43.980)	(8.151)	(56.533)	(119.468)	32.879	45.133	-
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	(31.037)	51.541	6.076	13.738	(5.008)	4.981	57.687	(14.397)	(29.748)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	141.696	90.155	84.079	37.878	42.886	37.905	7.119	21.516	51.264
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	110.659	141.696	90.155	51.616	37.878	42.886	64.806	7.119	21.516
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	(31.037)	51.541	6.076	13.738	(5.008)	4.981	57.687	(14.397)	(29.748)

O prejuízo apurado na Elejor é decorrente da atualização monetária sobre o Contas a pagar vinculadas a concessão que aumentou significativamente em decorrência da alta do IGPM, conforme demonstrado na NE nº 26.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

16.2.2 Mutação do patrimônio líquido atribuível aos acionistas não controladores

	Compagás	Elejor	UEG Araucária	Total
Participação no capital social	49%	30%	18,8%	
Em 1º.01.2018	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
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	84.758	7.838	(19.673)	72.923
Outros resultados abrangentes	(626)	-	25	(601)
Deliberação do dividendo adicional proposto	-	(3.335)	-	(3.335)
Dividendos	(23.514)	(7.838)	-	(31.352)
Ganho com variação de participação em Controlada	-	-	4.874	4.874
Em 31.12.2019	273.580	12.858	59.360	345.798
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	28.898	(8.812)	(14.538)	5.548
Outros resultados abrangentes	(168)	-	(39)	(207)
Deliberação do dividendo adicional proposto	(51.799)	-	-	(51.799)
Dividendos	(7.933)	-	-	(7.933)
Em 31.12.2020	242.578	4.046	44.783	291.407

16.3 Informações resumidas dos principais empreendimentos controlados em conjunto

	Voltaíia	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
Saldos em 31.12.2020								
ATIVO	222.038	267.425	475.734	2.357.028	1.269.378	1.687.613	2.712.737	1.567.577
Ativo circulante	3.623	31.048	59.709	261.168	165.063	179.229	340.382	165.816
Caixa e equivalentes de caixa	3.579	6.871	12.696	46.198	25.565	20.820	61.171	34.435
Outros ativos circulantes	44	24.177	47.013	214.970	139.498	158.409	279.211	131.381
Ativo não circulante	218.415	236.377	416.025	2.095.860	1.104.315	1.508.384	2.372.355	1.401.761
PASSIVO	222.038	267.425	475.734	2.357.028	1.269.378	1.687.613	2.712.737	1.567.577
Passivo circulante	2.199	18.995	51.926	192.512	86.163	78.981	158.350	63.206
Passivos financeiros	-	7.392	13.180	80.141	28.741	62.143	104.308	41.314
Outros passivos circulantes	2.199	11.603	38.746	112.371	57.422	16.838	54.042	21.892
Passivo não circulante	-	53.816	120.579	665.528	446.133	777.279	1.234.165	770.317
Passivos financeiros	-	42.864	65.624	612.413	446.801	545.200	1.215.988	489.784
Outros passivos não circulantes	-	10.952	54.955	53.115	(668)	232.079	18.177	280.533
Patrimônio líquido	219.839	194.614	303.229	1.498.988	737.082	831.353	1.320.222	734.054
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO								
Receita operacional líquida	-	17.927	31.418	328.171	109.978	478.147	364.070	196.039
Custos e despesas operacionais	(66)	(34.584)	11.706	(160.795)	(8.317)	(18.801)	(125.569)	(23.533)
Resultado financeiro	32	(3.389)	(5.229)	(71.164)	(38.883)	(48.184)	(91.947)	(40.630)
Equivalência patrimonial	(4.893)	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para IR e CSLL	-	1.752	(9.991)	(30.178)	(22.084)	(125.646)	(49.560)	(44.805)
Lucro (prejuízo) do período	(4.927)	(18.294)	27.904	66.034	40.694	285.516	96.994	87.071
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente do período	(4.927)	(18.294)	27.904	66.034	40.694	285.516	96.994	87.071
Participação no empreendimento - %	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	107.721	95.362	148.581	734.503	361.170	203.681	661.430	359.686

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

	Voltaíia	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
Saldos em 31.12.2018								
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 período	(8.088)	10.274	18.856	102.878	72.083	(67.389)	(5.070)	50.131
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente do período	(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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Em 31.12.2020, a participação da Copel nos compromissos assumidos dos seus empreendimentos controlados em conjunto equivale a R\$ 632 (R\$ 5.936 em 31.12.2019 e R\$ 81.263 em 31.12.2018) e nos passivos contingentes equivale a R\$ 227.467 (R\$ 89.688 em 31.12.2019 e R\$ 40.324 em 31.12.2018).

O prejuízo apurado na Caiuá em 2020 deve-se principalmente ao registro de provisão para litígios, no valor de R\$ 28.891, decorrente de processo arbitral em que se discute valor controverso de reequilíbrio econômico-financeiro de contrato de construção.

16.4 Informações resumidas das principais coligadas

	Dona Francisca			Foz do Chopim		
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
ATIVO	128.798	130.883	134.141	62.635	61.635	106.736
Ativo circulante	14.562	13.406	12.493	33.378	31.054	73.786
Ativo não circulante	114.236	117.477	121.648	29.257	30.581	32.950
PASSIVO	128.798	130.883	134.141	62.635	61.635	106.736
Passivo circulante	4.452	4.344	4.231	34.723	2.354	57.603
Passivo não circulante	2.119	3.118	3.361	-	25.243	26.133
Patrimônio líquido	122.227	123.421	126.549	27.912	34.038	23.000
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO						
Receita operacional líquida	70.314	70.717	70.716	55.740	56.929	46.479
Custos e despesas operacionais	(26.171)	(25.957)	(25.268)	(21.260)	(16.278)	(2.020)
Resultado financeiro	208	475	366	(5.527)	621	(638)
Provisão para IR e CSLL	(2.343)	(2.454)	(2.446)	(2.035)	(2.346)	(6.880)
Lucro líquido do período	42.008	42.781	43.368	26.918	38.926	36.941
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente do período	42.008	42.781	43.368	26.918	38.926	36.941
Participação na coligada - %	23,0303	23,0303	23,0303	35,77	35,77	35,77
Valor contábil do investimento	28.147	28.423	29.144	9.986	12.175	8.227

Em 31.12.2020, a participação da Copel nos passivos contingentes das suas coligadas equivale a R\$ 1.428 (R\$ 78.793 em 31.12.2019 e R\$ 61.341 em 31.12.2018).

17 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 IAS 38, IFRS 15, e IFRIC 12 (NE nºs 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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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.

17.1 Imobilizado por classe de ativos

	Custo	Depreciação acumulada	31.12.2020	Custo	Depreciação acumulada	31.12.2019
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	8.081.989	(4.600.598)	3.481.391	8.082.238	(4.405.546)	3.676.692
Máquinas e equipamentos	7.644.171	(2.619.939)	5.024.232	8.875.458	(2.871.568)	6.003.890
Edificações	1.968.591	(1.096.016)	872.575	1.962.033	(1.054.009)	908.024
Terrenos	490.177	(38.269)	451.908	490.071	(27.651)	462.420
Veículos e aeronaves	44.617	(42.725)	1.892	47.960	(44.876)	3.084
Móveis e utensílios	22.314	(15.498)	6.816	22.415	(14.466)	7.949
(-) <i>Impairment</i> (17.5)	(925.521)	-	(925.521)	(961.177)	-	(961.177)
(-) <i>Impairment</i> (17.6)	(27.928)	-	(27.928)	(81.322)	-	(81.322)
(-) Obrigações especiais	(332)	81	(251)	(78)	35	(43)
	17.298.078	(8.412.964)	8.885.114	18.437.598	(8.418.081)	10.019.517
Em curso						
Custo	734.507	-	734.507	700.172	-	700.172
(-) <i>Impairment</i> (17.5)	(120.308)	-	(120.308)	(122.261)	-	(122.261)
(-) <i>Impairment</i> (17.6)	(3.853)	-	(3.853)	(5.325)	-	(5.325)
	610.346	-	610.346	572.586	-	572.586
	17.908.424	(8.412.964)	9.495.460	19.010.184	(8.418.081)	10.592.103

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

17.2 Mutação do imobilizado

	Saldo em 1 ^o .01.2020	Aquisições/ Impairment	Depreciação	Baixas	Transfe- r�ncias	Saldo em 31.12.2020
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	3.676.692	-	(195.062)	-	(239)	3.481.391
Máquinas e equipamentos	6.003.890	-	(431.088)	(86.550)	160.968	5.647.220
Edificações	908.024	-	(42.593)	(83)	7.227	872.575
Terrenos	462.420	-	(10.617)	(2)	107	451.908
Veículos e aeronaves	3.084	-	(1.171)	(123)	102	1.892
Móveis e utensílios	7.949	-	(1.559)	(238)	664	6.816
(-) Impairment (17.5)	(961.177)	35.656	-	-	-	(925.521)
(-) Impairment (17.6)	(81.322)	53.394	-	-	-	(27.928)
(-) Obrigações especiais	(43)	-	46	-	(254)	(251)
(-) Reclassificação (a)	-	-	-	-	(622.988)	(622.988)
	10.019.517	89.050	(682.044)	(86.996)	(454.413)	8.885.114
Em curso						
Custo	700.172	273.823	-	(8.126)	(170.053)	795.816
(-) Impairment (17.5)	(122.261)	1.953	-	-	-	(120.308)
(-) Impairment (17.6)	(5.325)	1.472	-	-	-	(3.853)
(-) Reclassificação (a)	-	-	-	-	(61.309)	(61.309)
	572.586	277.248	-	(8.126)	(231.362)	610.346
	10.592.103	366.298	(682.044)	(95.122)	(685.775)	9.495.460

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE n  40).

	Saldo em 01.01.2019	Aquisições/ Impairment	Depreciação	Baixas	Transferências	Saldo em 31.12.2019
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	2.426.474	-	(188.334)	(42)	1.438.594	3.676.692
Máquinas e equipamentos	2.974.142	-	(409.571)	(141.902)	3.581.221	6.003.890
Edificações	479.207	-	(52.330)	-	481.147	908.024
Terrenos	357.102	-	(9.466)	(463)	115.247	462.420
Veículos e aeronaves	5.766	-	(3.482)	(128)	928	3.084
Móveis e utensílios	9.415	-	(2.007)	(9)	550	7.949
(-) Impairment	(3.489)	61.112	-	-	(1.100.122)	(1.042.499)
(-) Obrigações especiais	(41)	-	8	-	(10)	(43)
	6.248.576	61.112	(665.182)	(142.544)	4.517.555	10.019.517
Em curso						
Custo	5.789.780	551.162	-	(15.540)	(5.625.230)	700.172
(-) Impairment	(1.197.693)	(30.015)	-	-	1.100.122	(127.586)
	4.592.087	521.147	-	(15.540)	(4.525.108)	572.586
	10.840.663	582.259	(665.182)	(158.084)	(7.553)	10.592.103

Devido a entrada em operação de UHE Colíder, UHE Baixo Iguaçu e Complexos Eólicos Cutia e Bento Miguel em 2019, os ativos e o *impairment* registrado para estes empreendimentos foram transferidos de ativo em curso para ativo em serviço.

17.3 Custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados

Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no imobilizado durante o exercício findo 31.12.2020 totalizaram R\$ 1.046,   taxa média de 0,04% a.a. (R\$ 4.295,   taxa média de 0,11% a.a. em 31.12.2019 e R\$ 4.229,   taxa média de 0,11% a.a em 31.12.2018).

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

17.4 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 (%)	31.12.2020	31.12.2019	
UHE Gov. Jayme Canet Júnior - Mauá	51,0				
Consórcio Energético Cruzeiro do Sul					
Em serviço				859.917	859.917
(-) Depreciação Acumulada			3,43	(235.454)	(206.000)
Em curso		24.827	16.789		
			649.290	670.706	
UHE Baixo Iguaçu	30,0				
Em serviço				691.833	692.593
(-) Depreciação Acumulada			3,29	(41.803)	(19.038)
Em curso				50.114	49.240
			700.144	722.795	
			1.349.434	1.393.501	

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

A partir de indicativos prévios de *impairment*, de premissas representativas das melhores estimativas da Administração da Companhia, da metodologia prevista no Pronunciamento Técnico IAS 36 e da mensuração do valor em uso foram testadas as unidades geradoras de caixa do segmento geração.

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

Referências internas como o orçamento aprovado pela Companhia, dados históricos ou passados, atualização do cronograma de obras e montante de investimentos para empreendimentos em curso, embasam a definição de premissas chaves pela Administração. No mesmo contexto, referências externas como o nível de consumo de energia elétrica e a disponibilidade de recursos hídricos subsidiam as principais informações dos fluxos de caixa estimados. Particularmente, 2020 mostrou-se um ano atípico quanto ao crescimento da atividade econômica no país, assim como no mundo, em função da pandemia do Covid-19 e, conseqüentemente, por medidas para a sua contenção, o que interferiu diretamente no comércio, indústria e serviços.

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;
- Atualização das taxas de desconto após os impostos, específicas para o segmento testado, obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, levando em consideração o custo médio ponderado de capital;
- Receitas projetadas de acordo com os contratos vigentes e expectativa de mercado futuro sem previsão de renovação da concessão/autorização; e
- Despesas segregadas por unidade geradora de caixa, projetadas a partir do orçamento aprovado pela Companhia.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

Em 31.12.2020, os empreendimentos com saldos de *impairment* registrados são os seguintes:

	Imobilizado			Valor em uso
	Custo	Depreciação	Impairment	
UHE Colíder	2.477.374	(167.432)	(683.193)	1.626.749
UEGA	701.736	(441.827)	(138.777)	121.132
Consórcio Tapajós (a)	14.464	-	(14.464)	-
Usinas no Paraná	984.823	(85.790)	(209.395)	689.638
	4.178.397	(695.049)	(1.045.829)	2.437.519

(a) Projeto em desenvolvimento

O quadro a seguir apresenta a movimentação do saldo de *impairment* no exercício:

	Saldo em 1º.01.2019	Impairment	Transferência	31.12.2019	Impairment	Saldo em 31.12.2020
Em serviço						
UHE Colíder	-	(45.547)	(731.747)	(777.294)	94.101	(683.193)
Complexo Eólico Cutia	-	114.144	(168.248)	(54.104)	54.104	-
Complexo Eólico Bento Miguel	-	87.370	(87.370)	-	-	-
UEGA	-	-	-	-	(138.777)	(138.777)
Usinas no Paraná	(3.489)	(13.534)	(112.756)	(129.779)	26.228	(103.551)
	(3.489)	142.433	(1.100.121)	(961.177)	35.656	(925.521)
Em curso						
UHE Colíder	(731.265)	(482)	731.747	-	-	-
Complexo Eólico Cutia	(167.875)	(373)	168.248	-	-	-
Complexo Eólico Bento Miguel	(84.621)	(2.749)	87.370	-	-	-
Consórcio Tapajós	(14.464)	-	-	(14.464)	-	(14.464)
Usinas no Paraná	(199.468)	(21.085)	112.756	(107.797)	1.953	(105.844)
	(1.197.693)	(24.689)	1.100.121	(122.261)	1.953	(120.308)
	(1.201.182)	117.744	-	(1.083.438)	37.609	(1.045.829)

17.5.1 UHE Colíder

Em dezembro de 2020, o cálculo do valor em uso considerou premissas e orçamentos da Companhia e atualização da taxa de desconto depois dos impostos em moeda constante em 5,70% a.a. (em 2019, 5,45% a.a.), que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica. Depreciando desde a sua entrada em operação comercial, em março de 2019, a redução do saldo do ativo líquido possibilitou reversão parcial do saldo provisionado para perdas.

17.5.2 Complexo Eólico Cutia e Bento Miguel

Em dezembro de 2020, o cálculo do valor em uso considerou premissas e orçamentos da Companhia e atualização da taxa de desconto depois dos impostos em moeda constante em 7,08% a.a. (em 2019, 7,24% a.a.) que deriva da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica, ajustada para a condição específica de tributação destes empreendimentos. Em função da revisão da taxa de desconto, dos custos operacionais e dos investimentos futuros, foi revertido todo o saldo provisionado para perdas.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

17.5.3 UEG Araucária

Em dezembro de 2020, o cálculo do valor em uso considerou: i) premissas e orçamentos da Companhia; ii) premissas de geração, de despacho e de custos variáveis; e, iii) atualização da taxa de desconto depois dos impostos em moeda constante em 7,87% a.a. (em 2019, 7,76 a.a.), que derivam da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica, acrescida de risco adicional associado à variação da receita. Pela revisão das premissas, do orçamento e da taxa de desconto, foi reconhecida a provisão para perdas.

17.5.4 Demais usinas no Paraná

Usina Termelétrica de Figueira: em dezembro de 2020, o cálculo do valor em uso dos ativos de geração no Estado do Paraná considerou: (i) premissas e orçamentos da Companhia; e (ii) atualização da taxa de desconto depois dos impostos em moeda constante em 5,70% a.a. (em 2019, 5,45% a.a.), que derivam da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica. Apesar da postergação da entrada em operação para julho de 2021 (em 2019 considerava-se novembro de 2020) e das alterações nos custos operacionais e no CAPEX da usina, a revisão do contrato de carvão possibilitou a reversão parcial do *impairment* registrado para este empreendimento.

Demais usinas: em dezembro de 2020, o cálculo do valor em uso dos ativos de geração no Estado do Paraná considerou: i) premissas e orçamentos da Companhia; ii) a atualização da taxa de desconto depois dos impostos em 5,70% a.a. (em 2019, 5,45% a.a.), que derivam da metodologia WACC para o segmento de geração de energia elétrica; e iii) revisão dos custos operacionais, resultando na reversão parcial do saldo provisionado para perdas.

17.5.5 Unidades geradoras de caixa que não apresentam *impairment*

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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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 (a)	7,08%	56,04%	51,92%	47,97%	-
Complexo Eólico Brisa I (b)	7,08%	46,29%	42,44%	38,76%	-
Complexo Eólico Brisa II (c)	7,08%	50,09%	45,45%	41,03%	-
Complexo EOL Bento Miguel (d)	7,08%	5,79%	2,35%	-0,91%	7.254
Ativos Hídricos					
Foz do Areia	5,70%	153,23%	152,06%	150,91%	-
Segredo	5,70%	189,54%	185,33%	181,21%	-
Caxias	5,70%	138,68%	134,97%	131,33%	-
Guaricana	5,70%	27,44%	26,28%	25,14%	-
Chaminé	5,70%	68,26%	66,71%	65,17%	-
Apucarantina	5,70%	38,39%	37,10%	35,82%	-
Chopim I	5,70%	158,47%	152,77%	147,25%	-
Mauá	5,70%	88,81%	84,52%	80,38%	-
Cavernoso	5,70%	754,19%	740,28%	726,70%	-
Cavernoso II	5,70%	13,53%	10,72%	8,01%	-
Bela Vista	5,70%	44,01%	38,29%	32,89%	-
Elejor	5,00%	67,71%	65,01%	59,54%	-

(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 Eurús IV.

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

(d) Contempla as usinas São Bento do Norte I, São Bento do Norte II, São Bento do Norte III, São Miguel I, São Miguel II e GE São Miguel III.

17.6 Imobilizado da Copel Telecomunicações

A Administração da Companhia monitora continuamente o ambiente de negócio do segmento de telecomunicações com especial atenção à alguns fatores como o aumento de competitividade do setor, o alto grau de investimento necessário para preservação da carteira de clientes e o retorno esperado deste segmento. Houve reversão de *impairment* no período em decorrência da realização por depreciação, efetivação das baixas e recuperação de equipamentos provisionados, referente aos ativos com registro de perdas estimadas. Contudo, tanto a reversão do *impairment* quanto as baixas estão demonstrados dentro da linha de lucro líquido proveniente de operações descontinuadas, em decorrência do processo de desinvestimento da Copel Telecomunicações e das reclassificações efetuadas em atendimento às normas contábeis, conforme descrito no NE nº 40.

17.7 Empreendimentos em construção

17.7.1 PCH Bela Vista

Com um investimento estimado em R\$ 220.000, o empreendimento, que tem 29,81 MW de capacidade instalada e garantia física de 18,4 MW médios, será construída no Rio Chopim, nos municípios de São João e Verê, localizados no sudoeste do estado do Paraná.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

As obras tiveram seu início no mês de agosto de 2019, sendo que a entrada em operação das três unidades geradoras está prevista para o primeiro semestre de 2021.

17.7.2 Complexo eólico Jandaíra

Com um investimento estimado em R\$ 411.610, o empreendimento, que tem 90,1 MW de capacidade instalada e garantia física de 47,6 MW médios, será construído nos municípios de Pedra Preta e Jandaíra, no estado do Rio Grande do Norte.

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

Ao todo, serão instalados 26 aerogeradores divididos em quatro parques eólicos e serão construídos também, junto aos parques, uma subestação e uma linha de transmissão de 16 km para escoar a energia elétrica a ser gerada para o Sistema Interligado Nacional (SIN).

De posse de todas as licenças necessárias, as obras civis tiveram início na primeira semana de janeiro de 2021, sendo que a entrada em operação do empreendimento está prevista entre maio de 2022 a julho de 2022 de forma escalonada por aerogerador.

17.8 Taxas de depreciação

Taxas de depreciação (%)	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Taxas médias do segmento de geração (17.8.1)			
Equipamento geral	6,26	6,33	6,25
Máquinas e equipamentos	3,39	3,67	3,56
Geradores	3,73	3,38	3,34
Reservatórios, barragens e adutoras	2,68	2,50	2,21
Turbina hidráulica	2,93	2,89	2,60
Turbinas a gás e a vapor	2,00	2,00	2,00
Resfriamento e tratamento de água	4,00	4,00	4,00
Condicionador de gás	4,00	4,00	4,00
Unidade de geração eólica	4,94	5,49	3,71
Taxas médias para ativos da Administração central			
Edificações	3,35	3,35	3,35
Máquinas e equipamentos de escritório	6,25	6,25	6,25
Móveis e utensílios	6,25	6,25	6,25
Veículos	14,29	14,29	14,29
Taxas do segmento de telecomunicações			
Infraestrutura <i>backbone</i>	3% a 5%	3% a 5%	3% a 5%
Infraestrutura <i>last mile</i>	17% e 25%	17% e 25%	3% a 17%
Demais equipamentos de infraestrutura	7% a 20%	7% a 20%	7% a 20%

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

17.8.1 Ativos com taxas de depreciação limitadas ao prazo de concessão

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

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

18 Intangível

	31.12.2020	31.12.2019
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (18.1)	6.203.387	5.703.686
Contratos de concessão/autorização de geração (18.2)	553.840	582.671
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (18.3)	132.366	-
Outros intangíveis (18.4)	39.863	46.254
	6.929.456	6.332.611

18.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

	Ativo intangível em serviço	Obrigações especiais em serviço	Total
Em 1º.01.2019	8.212.792	(2.822.729)	5.390.063
Incorporações (NE nº 10.1)	2.625	(2.550)	75
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	771.844	(93.164)	678.680
Transferências para investimento	(7)	-	(7)
Transferências para outros créditos	(1.520)	-	(1.520)
Quotas de amortização - concessão (a)	(461.370)	134.864	(326.506)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(10.740)	-	(10.740)
Baixas	(26.359)	-	(26.359)
Em 31.12.2019	8.487.265	(2.783.579)	5.703.686
Transferências do contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	99	-	99
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	1.016.482	(105.116)	911.366
Transferências para outros créditos	(1.372)	-	(1.372)
Quotas de amortização - concessão (a)	(485.677)	138.596	(347.081)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(10.655)	-	(10.655)
Baixas	(52.656)	-	(52.656)
Em 31.12.2020	8.953.486	(2.750.099)	6.203.387

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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Saldo referente a parcela da infraestrutura que será utilizada durante a concessão, 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.

18.2 Contratos de concessão de geração

	Contrato de concessão (a)		Direito de concessão e autorização	Total
	em serviço	em curso		
Em 1º.01.2019	226.411	-	367.441	593.852
Combinação de negócios	-	-	20.113	20.113
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(16.944)	-	(14.350)	(31.294)
Em 31.12.2019	209.467	-	373.204	582.671
Outorga Aneel - uso do bem público	-	3.682	-	3.682
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(17.527)	-	(14.986)	(32.513)
Capitalizações para intangível em serviço	3.682	(3.682)	-	-
Em 31.12.2020	195.622	-	358.218	553.840

(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.

18.3 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

	Total
Em 1º.01.2019	3.619
Transferências do contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.2)	24.835
Quotas de amortização - concessão	(28.454)
Em 31.12.2019	-
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.2)	7.277
Transferências do contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.2)	154.483
Quotas de amortização - concessão	(29.243)
Baixas	(151)
Em 31.12.2020	132.366

18.4 Outros intangíveis

	em serviço	em curso	Total
Em 1º.01.2019	25.630	15.933	41.563
Aquisições	-	5.032	5.032
Transferências do imobilizado	(1.471)	10.217	8.746
Capitalizações para intangível em serviço	16.118	(16.118)	-
Quotas de amortização (a)	(8.646)	-	(8.646)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(11)	-	(11)
Baixas	-	(430)	(430)
Em 31.12.2019	31.620	14.634	46.254
Aquisições	128	10.863	10.991
Transferências do imobilizado	229	2.932	3.161
Capitalizações para intangível em serviço	7.136	(7.136)	-
Quotas de amortização (a)	(11.584)	-	(11.584)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(13)	-	(13)
Baixas	-	(4)	(4)
(-) Reclassificação (b)	(8.307)	(635)	(8.942)
Em 31.12.2020	19.209	20.654	39.863

(a) Taxa anual de amortização: 20%.

(b) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 40).

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

19 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	31.12.2020	31.12.2019
Obrigações sociais		
Impostos e contribuições sociais	42.748	47.022
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	29.742	29.182
	72.490	76.204
Obrigações trabalhistas		
Folha de pagamento, líquida	-	3.330
Férias	100.175	98.648
Provisões por desempenho e participação nos lucros	483.110	156.040
Programa de desligamentos voluntários	28.071	2.820
Outros	200	2
	611.556	260.840
	684.046	337.044

20 Fornecedores

	31.12.2020	31.12.2019
Energia elétrica	1.393.899	1.085.777
Materiais e serviços	671.458	520.647
Gás para revenda	38.574	79.174
Encargos de uso da rede elétrica	332.521	187.595
	2.436.452	1.873.193
	Circulante 2.291.307	1.685.280
	Não circulante 145.145	187.913

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

21 Empréstimos e Financiamentos

Contrato	Empresa	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	31.12.2020	31.12.2019
MOEDA ESTRANGEIRA												
Secretaria do Tesouro Nacional - STN												
<i>Par Bond</i>	Copel	Reestruturação da dívida.	Garantias depositadas (21.1).	20.05.1998	1	11.04.2024	Semestral	6,0% + 0,20%	6,0% + 0,20%	17.315	82.933	64.325
<i>Discount Bond</i>				20.05.1998	1	11.04.2024	Semestral	2,0625% + 0,20%	2,0625% + 0,20%	12.082	57.404	44.658
Total moeda estrangeira											140.337	108.983
MOEDA NACIONAL												
Banco do Brasil												
CCB 306.401.381 (a)	Copel HOL	Capital de giro.	Cessão de créditos	19.12.2019	5	25.03.2022	Trimestral	120,00% do DI	126,99% do DI	640.005	640.177	640.530
NCI 306.401.445	Copel HOL			24.02.2017	2	15.02.2020	Semestral	124,5% do DI	136,15% do DI	77.000	-	39.446
											640.177	679.976
Eletrobras												
982/95				22.12.1994	80	15.11.2019	Trimestral	8,0%	8,0%	1.283	-	-
983/95				22.12.1994	80	15.11.2020	Trimestral	8,0%	8,0%	11	-	26
984/95				22.12.1994	80	15.11.2020	Trimestral	8,0%	8,0%	14	-	11
985/95				22.12.1994	80	15.08.2021	Trimestral	8,0%	8,0%	61	-	11
206/07		Programa de Eletrificação Rural - Luz para Todos.		03.03.2008	120	30.08.2020	Mensal	5,0%+ 1,0%	5,05%	109.642	-	5.953
273/09				18.02.2010	120	30.12.2022	Mensal	5,0%+ 1,0%	5,0%+ 1,0%	63.944	-	4.933
											-	10.934
Caixa Econômica Federal												
415.855-22/14	Copel DIS	Programa de Eletrificação Rural - Luz para Todos.	Receita própria; emissão de notas promissórias e duplicatas de venda mercantil.	31.03.2015	120	08.12.2026	Mensal	6,0%	6,0%	16.984	11.496	13.410
3153-352		Aquisição de máquinas, equipamentos, bens de informática e automação.	Cessão fiduciária de duplicatas.	01.11.2016	36	15.12.2021	Mensal	5,5 % acima da TJLP	5,5 % acima da TJLP	1.156	165	331
											11.661	13.741
Finep												
21120105-00	Copel Tel	Projeto BEL - serviço de internet banda ultra larga (<i>Ultra Wide Band</i> - UWB).	Bloqueio de recebimentos na conta corrente da arrecadação.	17.07.2012	81	15.10.2020	Mensal	4,0%	4,39%	-	-	2.626
21120105-00				17.07.2012	81	15.10.2020	Mensal	3,5% + TR	3,88% + TR	-	-	2.219
											-	4.845
Banco do Brasil - Repasse BNDES												
21/02000-0	Copel GeT	Implementação da UHE Mauá.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	16.04.2009	179	15.01.2028	Mensal	2,13% acima da TJLP	2,13% acima da TJLP	169.500	83.936	95.807
											83.936	95.807

(a) Em 25 de março de 2021, a dívida foi renegociada, com o vencimento final alterado para 25 de março de 2023 e o valor dos encargos financeiros para 135% do DI a.a.

(continua)

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Contrato	Empresa	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato				
											31.12.2020	31.12.2019		
BNDES														
820989.1		Implementação da UHE Mauá.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	17.03.2009	179	15.01.2028	Mensal	1,63% acima da TJLP	1,63% acima da TJLP	169.500	83.935	95.807		
1120952.1		Implantação de linha de transmissão entre as subestações Foz do Iguaçu e Cascavel Oeste.	Cessão fiduciária de direitos creditórios; receita proveniente da prestação de serviços de transmissão.	16.12.2011	168	15.04.2026	Mensal	1,82% e 1,42% acima da TJLP	1,82% e 1,42% acima da TJLP	44.723	17.756	21.090		
1220768.1		Implantação da PCH Cavernoso II.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	28.09.2012	192	15.07.2029	Mensal	1,36% acima da TJLP	1,36% acima da TJLP	73.122	41.405	46.240		
13211061		Implantação da UHE Colíder.		04.12.2013	192	15.10.2031	Mensal	0% e 1,49% acima da TJLP	6,43% e 7,68%	1.041.155	748.083	817.329		
13210331		Implantação da subestação Cerquillo III.		03.12.2013	168	15.08.2028	Mensal	1,49% e 1,89% acima da TJLP	1,49% e 1,89% acima da TJLP	17.644	10.069	11.385		
15206041	Copel GeT	Implantação de linha de transmissão Assis - Paraguaçu Paulista II.		28.12.2015	168	15.06.2030	Mensal	2,42% acima da TJLP	9,04%	34.265	20.280	22.419		
15205921		Implantação de linhas de transmissão Londrina - Figueira e Salto Osório - Foz do Chopim.		28.12.2015	168	15.12.2029	Mensal	2,32% acima da TJLP	8,93%	21.584	12.171	13.526		
18205101		Implantação da UHE Baixo Iguaçu	Cessão fiduciária de direitos creditórios.	22.11.2018	192	15.06.2035	Mensal	1,94% acima da TJLP	8,50%	194.000	184.087	196.827		
19207901-A+B+E+F+G+H		Implantação das instalações de transmissão das linhas: SE Medianeira; SE Curitiba Centro e Curitiba Uberaba e SE Andirá Leste.		03.06.2020	279	15.12.2043	Mensal	IPCA + 4,8165%	IPCA + 4,8570%	206.882	158.351	-		
19207901- C+D+I+J		Implantação das instalações de transmissão das linhas: Linha de Transmissão Curitiba Leste - Blumenal e Baixo Iguaçu - Realeza.		03.06.2020	267	15.12.2043	Mensal	IPCA + 4,8165%	IPCA + 4,8570%	225.230	110.699	-		
14205611-A	Copel DIS	Preservação de negócios, melhorias, suporte operacional e investimentos gerais em expansão e consolidação de projetos e programas de Investimentos Sociais de Empresas (ISE)	Fiança da Copel; cessão fiduciária de receitas e direitos indenizatórios da concessão.	15.12.2014	72	15.01.2021	Mensal	2,09% acima da TJLP	8,37%	41.583	585	7.611		
14205611-B				15.12.2014	6	15.02.2021	Anual	2,09 acima da TR BNDES	2,09 acima da TR BNDES	17.821	4.329	8.288		
14205611-C				15.12.2014	113	15.06.2024	Mensal	6,0%	6,0%	78.921	27.434	35.267		
14205611-D				15.12.2014	57	15.02.2021	Mensal	TJLP	TJLP	750	2	11		
14.2.1271.1	Santa Maria	Construção e implantação de centrais geradoras eólicas	Fiança da Copel; penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios; cessão	01.06.2015	192	15.08.2031	Mensal	1,66% acima da TJLP	8,26%	71.676	41.665	45.582		
14.2.1272.1	Santa Helena			01.06.2015	192	15.08.2031	Mensal	1,66% acima da TJLP	8,26%	82.973	45.208	49.458		
11211521	GE Farol			19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	54.100	37.470	41.388		
11211531	GE Boa Vista			19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	40.050	27.701	30.598		
11211541	GE S.B. do Norte			19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	90.900	62.824	69.394		
11211551	GE Olho D'Água			19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	97.000	67.096	74.112		
18204611	Cutia			25.10.2018	192	15.07.2035	Mensal	2,04% acima da TJLP	8,37%	619.405	588.169	611.457		
13212221 - A	Costa Oeste			Implantação de linha de transmissão entre as subestações Cascavel Oeste e Umuarama Sul e implantação da	Cessão fiduciária de direitos creditórios;	03.12.2013	168	30.11.2028	Mensal	1,95% + TJLP	1,95% + TJLP	27.634	17.046	19.203
13212221 - B				Implantação de linha de transmissão entre as subestações Curitiba e Curitiba Leste e implantação da subestação	100% das ações penhoradas.	03.12.2013	106	30.09.2023	Mensal	3,5%	9.086	2.194	2.992	
14205851 - A	Marumbi					08.07.2014	168	30.06.2029	Mensal	2,00% + TJLP	2,00% + TJLP	33.460	22.029	24.627
14205851 - B				08.07.2014	106	30.04.2024	Mensal	6,0%	6,0%	21.577	7.550	9.813		
Total moeda nacional											3.073.912	3.059.727		
											Dívida bruta	3.214.249	3.168.710	
											(-) Custo de transação	(25.718)	(26.327)	
											Dívida líquida	3.188.531	3.142.383	
											Circulante	717.677	255.521	
											Não Circulante	2.470.854	2.886.862	

DI - Depósito interbancário

IPCA - Índice nacional de preços ao consumidor amplo

TJLP - Taxa de Juros de Longo Prazo.

TR - Taxa referencial

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

21.1 Cauções e depósitos vinculados – STN

Constituição de garantias, sob a forma de caução em dinheiro, *Par Bond*, no valor de R\$ 78.764 (R\$ 57.968 em 31.12.2019), e *Discount Bond*, no valor de R\$ 54.757 (R\$ 40.465 em 31.12.2019), 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.

21.2 Composição dos empréstimos e financiamentos por tipo de moeda e indexador

		31.12.2020	%	31.12.2019	%
Moeda estrangeira - variação da moeda no período (%)					
Dólar norte-americano	28,93	140.337	4,40	108.983	3,47
		140.337	4,40	108.983	3,47
Moeda nacional - indexadores ao final do período (%)					
TJLP	4,55	2.090.340	65,58	2.271.187	72,30
CDI	1,90	638.431	20,02	676.720	21,54
TR	0,00	-	-	2.202	0,07
IPCA	4,52	270.749	8,49	8.288	0,26
Sem indexador (taxa fixa anual)	-	48.674	1,51	75.003	2,36
		3.048.194	95,60	3.033.400	96,53
		3.188.531	100,00	3.142.383	100,00

21.3 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2020	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2022	328.538	(2.054)	326.484
2023	202.249	(1.732)	200.517
2024	337.272	(1.738)	335.534
2025	195.764	(1.735)	194.029
2026	195.846	(1.738)	194.108
Após 2026	1.233.752	(13.570)	1.220.182
	2.493.421	(22.567)	2.470.854

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

21.4 Mutação de empréstimos e financiamentos

	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2019	104.751	3.942.556	4.047.307
Ingressos	-	796.296	796.296
Encargos	5.599	268.950	274.549
Variação monetária e cambial	4.170	6.907	11.077
Amortização - principal	-	(1.660.869)	(1.660.869)
Pagamento - encargos	(5.537)	(320.440)	(325.977)
Em 31.12.2019	108.983	3.033.400	3.142.383
Ingressos	-	263.000	263.000
Encargos	6.928	176.337	183.265
Variação monetária e cambial	31.189	5.869	37.058
Amortização - principal	-	(253.700)	(253.700)
Pagamento - encargos	(6.763)	(176.712)	(183.475)
Em 31.12.2020	140.337	3.048.194	3.188.531

21.5 Cláusulas contratuais restritivas - covenants

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

Em 31.12.2020, todos os indicadores financeiros medidos anualmente e compromissos acordados foram integralmente atendidos

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

Financiamento a empreendimentos - Finem

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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

22 Debêntures

Empresa	Emissão	Características	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	31.12.2020	31.12.2019
Copel	7ª	(a)	Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.	Fidejussória	19.01.2018	2	19.01.2021	Semestral	119,0% da taxa DI	125,18% do DI	600.000	303.101	617.378
	8ª		Pagamento da 6ª emissão de debêntures e reforço da estrutura de capital.		14.06.2019	1	14.06.2022	Semestral	106,0% da taxa DI	110,93% do DI	500.000	500.475	500.906
Copel GeT	1ª	(a)	Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.	Fidejussória	15.05.2015	3	15.05.2020	Anual	113,0% da taxa DI	114,29% da taxa DI	1.000.000	-	346.906
	3ª				20.10.2017	3	20.10.2022	Semestral	126,0% da taxa DI	131,21% da taxa DI	1.000.000	669.811	1.011.691
	4ª		Resgate antecipado total da 4ª emissão de notas promissórias e pagamento parcial da 1ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.		23.07.2018	3	23.07.2023	Semestral	126,0% da taxa DI	133,77% da taxa DI	1.000.000	1.010.625	1.030.054
	5ª	(b)	Reembolso de gastos da construção das Linhas de Transmissão Araraquara II - Taubaté, Assis - Londrina e Foz do Chopim.	25.09.2018	5	15.09.2025	Semestral	IPCA + 7,6475%	IPCA+ 8,3295%	290.000	322.110	308.464	
	6ª (série 1)	(c)	Resgate antecipado total da 5ª emissão de notas promissórias e pagamento parcial da 2ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.	15.07.2019	2	15.07.2024	Semestral	109,0% da taxa DI	111,25% da taxa DI	800.000	807.793	818.406	
Copel DIS	6ª (série 2)	(a)	Reembolso de gastos com os projetos UHE Colíder e UHE Baixo Iguaçu	Fidejussória	15.07.2019	1	15.07.2025	Semestral	IPCA + 3,90%	IPCA+ 4,46%	200.000	215.265	205.677
	3ª		Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.		20.10.2017	2	20.10.2022	Semestral	126,0% da taxa DI	130,85% da taxa DI	500.000	502.358	505.846
	4ª	Capital de giro e pagamento da 1ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.	27.09.2018	3	27.09.2023	Semestral	DI + spread 2,70%	CDI + 3,96%	1.000.000	1.011.796	1.019.626		
	5ª (série 1)	(c)	Investimento para expansão, renovação ou melhoria e reembolso de despesas da rede de distribuição de energia elétrica da Emissora vinculada ao contrato de concessão nº 46/1999 da ANEEL.	15.11.2019	3	15.11.2027	Semestral	IPCA + 4,20%	IPCA+ 4,61%	500.000	529.349	506.180	
Copel CTE	5ª (série 2)	(a)	Reforço do capital de giro e recomposição de caixa pela amortização final da 2ª emissão de debêntures.	Fidejussória	15.11.2019	2	15.11.2022	Semestral	DI + spread 1,45%	CDI + 1,65%	350.000	351.479	351.914
	1ª		Implantação, ampliação e modernização de rede de telecomunicações.		15.10.2015	5	15.10.2024	Semestral	IPCA + 7,9633%	IPCA+ 8,1073%	160.000	-	195.429
	2ª		Realização de investimentos da emissora.	15.07.2017	1	15.07.2022	Semestral	IPCA + 5,4329%	IPCA+ 6,1036%	220.000	-	246.355	
Brisa Potiguar	3ª	(d)		Real e fidejussória e penhor de ações da	15.05.2019	3	15.05.2024	Semestral	117,0% da taxa DI	119,58% da taxa DI	210.000	-	211.348
	2ª (série 1)		Implantação de centrais geradoras eólicas.		24.03.2016	192	15.07.2032	Mensal	TJLP + 2,02%	TJLP + 2,02%	147.575	109.677	119.171
Cutia	2ª (série 2)	(b)		Fidejussória	24.03.2016	192	15.07.2032	Mensal	IPCA + 9,87%	IPCA+ 10,92%	153.258	130.449	135.657
	1ª		Construção e implantação de centrais geradoras eólicas.		20.03.2019	26	15.12.2031	Semestral	IPCA + 5,8813%	IPCA+ 6,83%	360.000	353.166	352.829
Compagás	2ª	(e)	Financiar plano de investimentos da emissora.	Flutuante	15.04.2016	54	15.12.2021	Trimestral	TJLP+2,17%	TJLP+2,17%	33.620	3.000	6.001
	3ª		Financiar plano de investimentos da emissora.		Real	17.12.2019	18	28.06.2021	Mensal	SELIC+2,17%	SELIC+2,17%	2.890	2.890
											Dívida bruta	6.837.819	8.540.366
											(-) Custo de transação	(80.338)	(110.656)
											Dívida líquida	6.757.481	8.429.710
											Circulante	1.881.411	1.164.301
											Não Circulante	4.876.070	7.265.409

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

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

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

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

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

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

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

22.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2020	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2022	2.035.503	(18.969)	2.016.534
2023	1.173.340	(12.064)	1.161.276
2024	504.759	(6.982)	497.777
2025	499.422	(5.298)	494.124
2026	234.477	(3.756)	230.721
Após 2026	488.057	(12.419)	475.638
	4.935.558	(59.488)	4.876.070

22.2 Mutação das debêntures

Em 1º.01.2019	7.518.131
Ingressos	2.965.028
Encargos e variação monetária	623.795
Amortização - principal	(1.977.125)
Pagamento - encargos	(700.119)
Em 31.12.2019	8.429.710
Encargos e variação monetária	453.951
Amortização - principal	(1.046.295)
Pagamento - encargos	(422.295)
Reclassificação (a)	(657.590)
Em 31.12.2020	6.757.481

(a) Reclassificação para Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 40).

22.3 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 os órgãos reguladores.

Em 31.12.2020, todos os indicadores financeiros medidos anualmente e compromissos acordados foram integralmente atendidos, exceto a controlada Ventos de Santo Uriel que não atendeu ao Índice de Cobertura do Serviço da Dívida - ICSD de 1,3. Contudo, a Companhia preventivamente solicitou e recebeu, em 31.12.2020, conforme carta do BNDES, com a referência AE/DEENE2 nº 186/2020, o compromisso da instituição bancária de não declarar o vencimento antecipado da escritura de debêntures, com base no desempenho desse índice no ano de 2020.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

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

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

23 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.

23.1 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.

23.2 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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

23.3 Balanço patrimonial e resultado do exercício

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

	31.12.2020	31.12.2019
Planos previdenciários	1.124	1.537
Planos assistenciais	1.492.490	1.193.399
	1.493.614	1.194.936
Circulante	69.231	66.004
Não circulante	1.424.383	1.128.932

O aumento no saldo decorre da avaliação atuarial dos benefícios futuros do Plano de Saúde II devido ao aumento nos custos médicos projetados, elevação da taxa de desconto, incremento do *Aging Factor* dos participantes acima de 80 anos.

Os valores reconhecidos no resultado estão resumidos a seguir:

	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Empregados			
Planos previdenciários	57.977	60.754	67.457
Plano assistencial - pós-emprego	94.349	99.577	97.866
Plano assistencial - funcionários ativos	75.192	76.454	76.702
	227.518	236.785	242.025
Administradores			
Planos previdenciários	977	1.450	1.598
Plano assistencial	139	91	127
	1.116	1.541	1.725
	228.634	238.326	243.750

23.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

Em 1º.01.2019	968.763
Apropriação do cálculo atuarial	99.578
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	138.974
Ajuste referente a perdas atuariais	186.628
Amortizações	(199.007)
Em 31.12.2019	1.194.936
Apropriação do cálculo atuarial	94.349
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	130.129
Ajuste referente a perdas atuariais	271.343
Amortizações	(197.143)
Em 31.12.2020	1.493.614

23.5 Avaliação atuarial de acordo com o IAS 19

23.5.1 Premissas atuariais

As premissas atuariais utilizadas para determinação dos valores de obrigações e custos, para 2020 e 2019, estão demonstradas a seguir:

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	2020		2019	
	Real	Nominal	Real	Nominal
Econômicas				
Inflação a.a.	-	4,00%	-	2,90%
Taxa de desconto/retorno esperados a.a.				
Planos Unificado - Benefício Definido	2,85%	6,96%	3,05%	6,04%
Planos Unificado - Saldado	3,20%	7,33%	3,20%	6,19%
Planos III	3,40%	7,54%	3,20%	6,19%
Planos Assistencial	3,20%	7,33%	3,30%	6,30%
Crescimento salarial				
Plano Unificado a.a.	0,00%	4,00%	1,00%	3,93%
Plano III a.a.	1,00%	5,04%	1,00%	3,93%
Demográficas				
Tábua de mortalidade		AT - 2000		AT - 2000
Tábua de mortalidade de inválidos		WINKLEVOSS		WINKLEVOSS
Tábua de entrada em invalidez		TASA 1927		TASA 1927

23.5.2 Número de participantes e beneficiários

	Planos previdenciários				Plano Assistencial	
	Plano Unificado		Plano III		31.12.2020	31.12.2019
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019		
Número de participantes ativos	22	27	7.401	7.647	6.546	6.963
Número de participantes inativos	4.274	4.337	4.633	4.324	9.032	8.433
Número de dependentes	-	-	-	-	21.716	22.183
Total	4.296	4.364	12.034	11.971	37.294	37.579

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

	Plano Unificado	Plano III
Em 31.12.2020		
Participantes aposentados	12,38	23,16
Participantes pensionistas	14,07	24,98
Em 31.12.2019		
Participantes aposentados	13,13	25,84
Participantes pensionistas	8,40	25,84

A idade média dos participantes inativos dos planos de aposentadoria e assistência médica da Companhia e de suas controladas é, respectivamente, de 68,10 e 67,17 anos.

23.5.4 Avaliação atuarial

Com base na revisão das premissas, os valores do Plano Unificado e Plano III para 31.12.2020 totalizaram, respectivamente, superávit de R\$ 807.444 e de R\$ 285.057 enquanto que, em 31.12.2019, a posição era, respectivamente, de R\$ 908.294 e de R\$ 91.218. A legislação atual aplicável não permite qualquer redução significativa nas contribuições ou reembolsos à Companhia com base no superávit atual desses planos. Por esse motivo, a Companhia não registrou ativos em seu balanço de 31.12.2020, refletindo qualquer direito de redução de contribuições ou restituição de superávit ou outros valores.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	31.12.2020	31.12.2019
Obrigações total ou parcialmente cobertas	6.760.824	3.344.723	1.714.638	11.820.185	11.074.608
Valor justo dos ativos do plano	(7.568.268)	(3.629.780)	(222.148)	(11.420.196)	(10.880.721)
Estado de cobertura do plano	(807.444)	(285.057)	1.492.490	399.989	193.887
Ativo não reconhecido	807.444	285.057	-	1.092.501	999.512
	-	-	1.492.490	1.492.490	1.193.399

A Companhia e suas controladas procederam ajustes nos seus passivos assistenciais com base no relatório atuarial na data base 31.12.2020, conforme apresentado na Demonstração de Resultados Abrangentes.

23.5.5 Movimentação do passivo atuarial

	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 1º.01.2018	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)
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
Custo de serviço	560	4.098	14.306
Custo dos juros	477.732	128.075	106.004
Benefícios pagos	(435.454)	(174.427)	(30)
Perdas atuariais	680.860	943.129	128.725
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2019	6.638.462	3.046.536	1.389.610
Custo de serviço	578	2.018	20.854
Custo dos juros	405.371	183.866	85.561
Benefícios pagos	(456.151)	(203.342)	(74)
Perdas atuariais	172.564	315.645	218.687
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2020	6.760.824	3.344.723	1.714.638

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

23.5.6 Movimentação do ativo atuarial

	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
Valor justo do ativo do plano em 1º.01.2018	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
Retorno esperado dos ativos	685.685	337.476	51.541
Contribuições e aportes	23.851	4.185	-
Benefícios pagos	(435.454)	(174.427)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	981.833	792.284	(28.321)
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2019	7.546.756	3.137.754	196.211
Retorno esperado dos ativos	607.252	224.591	16.474
Contribuições e aportes	23.919	136.708	-
Benefícios pagos	(456.151)	(203.341)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	(153.508)	334.068	9.463
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2020	7.568.268	3.629.780	222.148

23.5.7 Custos estimados

Os custos (receitas) estimados para 2021 para cada plano estão demonstrados a seguir:

	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial
Custo do serviço corrente	388	4.010	7.368
Custo estimado dos juros	481.656	246.255	125.133
Rendimento esperado do ativo do plano	(530.144)	(245.291)	(15.994)
Contribuições estimadas dos empregados	(136)	(2.003)	-
Custos (receitas)	(48.236)	2.971	116.507

23.5.8 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	(514.571)	521.397
Impactos nas obrigações do programa de saúde	(130.084)	138.601
Sensibilidade da taxa de crescimento de custos médicos		
Impactos nas obrigações do programa de saúde	116.165	(112.757)
Impacto no custo do serviço do exercício seguinte do programa de saúde	492	(478)
Sensibilidade ao custo do serviço		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	29	(30)
Impactos nas obrigações do programa de saúde	572	(586)

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

23.5.9 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:

	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	Total
2021	589.819	179.251	89.842	858.912
2022	572.875	173.696	92.409	838.980
2023	555.705	167.961	91.572	815.238
2024	538.812	162.277	89.509	790.598
2025	522.208	156.810	87.372	766.390
2026 a 2050	5.119.047	2.119.296	1.010.411	8.248.754

23.5.10 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 2020 e a alocação-meta para 2021, por categoria de ativos, são as seguintes:

	Meta para 2021 (*)	2020
Renda fixa	69,6%	70,4%
Renda variável	7,2%	9,1%
Empréstimos	1,6%	1,6%
Investimentos imobiliários	5,8%	7,2%
Investimentos estruturados	10,5%	8,9%
Investimentos no exterior	5,3%	2,8%
	100,0%	100,0%

(*) Alocação Estratégica baseada no total de investimentos de cada plano.

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

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

(*) Alocação Estratégica 2020.

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

23.5.11 Informações adicionais

A Companhia e suas controladas efetuaram contribuições para o Plano III (plano de contribuições variáveis) para todos os empregados ativos em 31.12.2020 e 31.12.2019 no valor de R\$ 67.515 e R\$ 70.564, respectivamente.

24 Encargos Setoriais a Recolher

	31.12.2020	31.12.2019
Conta de desenvolvimento energético - CDE	5.700	4.104
Reserva global de reversão - RGR	12.446	12.068
Bandeira tarifária	15.566	12.336
	33.712	28.508

25 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

A Medida Provisória nº 998 de setembro de 2020, convertida em Lei nº 14.120, em 1º.03.2021, altera a Lei nº 9.991/2000 e prevê a destinação dos recursos não utilizados de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Eficiência Energética - PEE para a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, visando à modicidade tarifária até 2025, como medida de mitigação dos impactos econômicos provenientes da pandemia de Covid-19. A regulamentação da referida norma está em Consulta Pública Aneel.

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

	Aplicado e não concluído	Saldo a recolher	Saldo a aplicar	Saldo em 31.12.2020	Saldo em 31.12.2019
Pesquisa e desenvolvimento - P&D					
FNDCT	-	8.085	-	8.085	4.046
MME	-	4.041	-	4.041	2.023
P&D	221.977	-	110.769	332.746	341.658
	221.977	12.126	110.769	344.872	347.727
Programa de eficiência energética - PEE					
Procel	-	5.855	-	5.855	16.410
PEE	36.756	-	277.528	314.284	294.034
	36.756	5.855	277.528	320.139	310.444
	258.733	17.981	388.297	665.011	658.171
			Circulante	380.186	375.395
			Não circulante	284.825	282.776

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

25.2 Mutação dos saldos de P&D e PEE

	FNDCT	MME	P&D	Procel	PEE	Total
Em 1^o.01.2019	4.725	2.361	327.626	15.792	242.231	592.735
Efeito de combinações de negócios	20	10	1.464	-	-	1.494
Constituições	32.311	16.155	32.312	9.333	37.321	127.432
Contrato de desempenho	-	-	-	-	3.246	3.246
Juros (NE n ^o 33)	-	-	10.627	51	13.892	24.570
Transferências	-	-	-	(3.123)	3.123	-
Recolhimentos	(33.010)	(16.503)	-	(5.643)	990	(54.166)
Conclusões	-	-	(30.371)	-	(6.769)	(37.140)
Em 31.12.2019	4.046	2.023	341.658	16.410	294.034	658.171
Constituições	37.427	18.716	37.426	10.181	40.724	144.474
Contrato de desempenho	-	-	-	-	3.545	3.545
Juros (NE n ^o 33)	-	-	4.253	1.469	6.828	12.550
Transferências	-	-	-	(616)	616	-
Recolhimentos	(33.388)	(16.698)	-	(21.589)	-	(71.675)
Conclusões	-	-	(50.591)	-	(31.463)	(82.054)
Em 31.12.2020	8.085	4.041	332.746	5.855	314.284	665.011

26 Contas a Pagar Vinculadas   Concessão

	Empresa	Outorga	Assinatura	Final	Taxa de desconto	Correção Anual	31.12.2020	31.12.2019
UHE Mauá	Copel GeT	29.06.2007	03.07.2007	07.2042	5,65% a.a.	IPCA	17.213	16.890
UHE Colíder	Copel GeT	29.12.2010	17.01.2011	01.2046	7,74% a.a.	IPCA	25.075	24.353
UHE Baixo Iguaçu	Copel GeT	19.07.2012	20.08.2012	01.2047	7,74% a.a.	IPCA	7.841	7.588
UHE Guaricana	Copel GeT	03.03.2020	03.03.2020	03.2025	7,74% a.a.	IPCA	3.299	-
UHEs Fundão e Santa Clara	Elejor	23.10.2001	25.10.2001	10.2036	11,00% a.a.	IGPM	678.436	563.756
							731.864	612.587
						Circulante	88.951	73.032
						Não circulante	642.913	539.555

Taxa de desconto no cáculo 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   União

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

26.1 Mutação de contas a pagar vinculadas à concessão

Em 1^o.01.2019	584.163
Ajuste a valor presente	(668)
Variação monetária	99.661
Pagamentos	(70.569)
Em 31.12.2019	612.587
Adição	3.682
Ajuste a valor presente	(1.112)
Variação monetária	191.638
Pagamentos	(74.931)
Em 31.12.2020	731.864

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

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

	Valor nominal	Valor presente
2021	87.432	88.951
2022	87.432	78.757
2023	87.432	71.101
2024	87.432	64.195
Após 2024	1.155.565	428.860
	1.505.293	731.864

27 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos

Com a adoção do IFRS 16 a Companhia reconheceu Ativo de direito de uso e Passivo de arrendamentos conforme segue:

27.1 Direito de uso de ativos

	Saldo em 1º.01.2020	Adições	Ajuste por remensuração	Amortização	Baixas	Reclassificação (a)	Saldo em 31.12.2020
Imóveis	40.155	5.319	75	(18.433)	(2.551)	(1.181)	23.384
Veículos	46.400	79.455	1.331	(28.176)	-	(8.694)	90.316
Equipamentos	6.276	18.797	-	(4.880)	-	(1.372)	18.821
	92.831	103.571	1.406	(51.489)	(2.551)	(11.247)	132.521

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 40).

	Adoção inicial em 01.01.2019	Adições	Ajuste por Remensuração	Amortização	Baixas	Adoção inicial em 31.12.2019
Imóveis	57.461	2.484	914	(17.705)	(2.999)	40.155
Veículos	57.564	2.295	2.970	(15.205)	(1.224)	46.400
Equipamentos	2.997	4.574	-	(1.295)	-	6.276
	118.022	9.353	3.884	(34.205)	(4.223)	92.831

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

27.2 Passivo de arrendamentos

27.2.1 Mutação do passivo de arrendamentos

Em 1º.01.2019	118.022
Adições	9.353
Ajuste por remensuração	3.884
Encargos	9.675
Pagamento - principal	(30.946)
Pagamento - encargos	(9.130)
Baixas	(4.254)
Em 31.12.2019	96.604
Adições	103.571
Ajuste por remensuração	1.406
Encargos	10.528
Pagamento - principal	(51.761)
Pagamento - encargos	(7.577)
Baixas	(2.670)
Reclassificação (a)	(11.740)
Em 31.12.2020	138.361
	Circulante 41.193
	Não circulante 97.168

(a) Reclassificação para Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 40).

A Companhia define a taxa de desconto com base na taxa de juros praticada na última captação de debêntures, desconsiderando captações subsidiadas ou incentivadas.

27.2.2 Vencimentos das parcelas de longo prazo

2022	41.948
2023	27.625
2024	19.656
2025	8.953
2026	51
Após 2026	889
Valores não descontados	99.122
Juros embutidos	(1.954)
Saldo do passivo de arrendamento	97.168

27.2.3 Direito potencial de Pis/Cofins a recuperar

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

Fluxos de caixa	Nominal	Valor Presente
Contraprestação do arrendamento	156.287	138.361
Pis/Cofins potencial	12.498	11.333

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

27.3 Impacto pela projeção de inflação nos fluxos de caixa descontados

Em conformidade com o IFRS 16, na mensuração e na remensuração do passivo de arrendamento e do direito de uso, a Companhia utilizou a técnica de fluxo de caixa descontado sem considerar a inflação futura projetada, conforme vedação imposta pela norma.

No entanto, dada a realidade atual das taxas de juros de longo prazo no ambiente econômico brasileiro, o quadro a seguir apresenta os saldos comparativos entre a informação registrada em conformidade com o IFRS 16 e o valor que seria registrado se considerada a inflação projetada:

	Saldo conforme o IFRS 16	Saldo com projeção da inflação	%
Passivo de arrendamentos	138.361	155.015	12,04%
Direito de uso de ativos	132.521	144.842	9,30%
Despesa Financeira	9.510	10.716	12,68%
Despesa de amortização	45.090	48.883	8,41%

27.4 Compromissos de arrendamentos e aluguéis

Para os arrendamentos de ativos de baixo valor, tais como computadores, impressoras e móveis, arrendamento de curto prazo, bem como para os contratos de arrendamento de terrenos para desenvolvimento de projetos de geração de energia eólica, cujo pagamento é feito com base em remuneração variável, os valores estão reconhecidos na demonstração de resultado como custos e/ou despesas operacionais (NE 32.6). O saldo de compromissos de arrendamentos e aluguéis está demonstrado a seguir:

	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	31.12.2020
Compromissos de arrendamentos e aluguéis	7.328	31.843	164.149	203.320

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

28 Outras Contas a Pagar

	31.12.2020	31.12.2019
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 35.2.12)	343.406	251.973
Desvio de geração - empreendimentos eólicos (NE nº 35.2.11)	94.089	-
Taxa de iluminação pública arrecadada	48.188	38.805
Consumidores	44.508	43.024
Obrigações junto a clientes nas operações de venda de gás (a)	29.508	39.665
Provisão Despacho Aneel nº 084/2017	29.174	26.008
Cauções em garantia	16.409	9.257
Aquisição de investimentos	14.169	13.294
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	9.799	12.535
Devolução ao consumidor	4.893	4.887
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (NE nº 35.2.3 - b)	-	1.203
Outras obrigações	71.143	58.218
	705.286	498.869
	Circulante	235.400
	Não circulante	469.886
		149.407
		349.462

(a) Refere-se aos valores pagos pela aquisição de volumes de gás contratados e ainda não retirados

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 destas demonstrações financeiras, 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.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

29.1 Mutações das provisões para litígios

	Saldo em 1º.01.2020	Resultado			Adições no ativo	Quitações	Transferências /Outros (a)	Saldo em 31.12.2020
		Provisões para litígios		Custo de construção				
		Adições	Reversões	Adições/(Rev.)				
Fiscais								
Cofins	104.284	2.864	-	-	-	-	107.148	
Outras	71.506	47.949	(49.381)	-	-	(244)	66.725	
	175.790	50.813	(49.381)	-	-	(244)	173.873	
Trabalhistas	673.062	102.315	(4.297)	-	-	(145.228)	596.248	
Benefícios a empregados	86.297	11.439	(43.524)	-	-	(783)	52.401	
Cíveis								
Cíveis e direito administrativo	336.962	94.500	(20.581)	-	-	(22.452)	387.895	
Servidões de passagem	127.010	286	(543)	(13.748)	667	(2.119)	111.553	
Desapropriações e patrimoniais	118.757	4.634	(1.217)	6.673	5.202	(161)	133.888	
Consumidores	4.956	299	(1.275)	-	-	(7)	3.973	
Ambientais	4.071	3.108	(5)	-	-	-	7.174	
	591.756	102.827	(23.621)	(7.075)	5.869	(24.739)	644.483	
Regulatórias	79.808	10.955	(1.033)	-	-	(1.031)	88.699	
	1.606.713	278.349	(121.856)	(7.075)	5.869	(172.025)	1.555.704	

(a) Reclassificação principalmente para Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 40).

	Saldo em 01.01.2019	Resultado			Adições no ativo	Quitações	Transferências/ Others	Saldo em 31.12.2019
		Provisões para litígios		Custo de construções				
		Adições	Reversões	Adições/(Rev.)				
Fiscais								
Cofins	102.603	4.307	(2.626)	-	-	-	104.284	
Outros	54.494	4.841	(14.258)	-	-	(1.258)	71.506	
	157.097	9.148	(16.884)	-	-	(1.258)	175.790	
Trabalhistas	612.782	194.550	(23)	-	-	(134.247)	673.062	
Benefícios a empregados	85.199	27.426	(18.747)	-	-	(7.581)	86.297	
Cíveis								
Cíveis e direito administrativo	492.934	101.438	(36.271)	-	-	(221.139)	336.962	
Servidões de passagem	118.147	711	(3.470)	12.456	1.012	(1.891)	127.010	
Desapropriações e patrimoniais	116.401	2.844	(4.501)	(2.935)	7.109	(161)	118.757	
Consumidores	5.209	390	(643)	-	-	-	4.956	
Ambientais	3.531	1.332	(566)	-	-	(226)	4.071	
	736.222	106.715	(45.451)	9.521	8.121	(223.417)	591.756	
Regulatórias	73.473	7.926	(546)	-	-	(1.045)	79.808	
	1.664.773	345.765	(81.651)	9.521	8.121	(367.548)	1.606.713	

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

29.2 Detalhamento das provisões para litígios e passivos contingentes

O quadro a seguir apresenta o detalhamento das provisões para litígios registradas e, adicionalmente, os valores de passivos contingentes, os quais são obrigações presentes decorrentes de eventos passados, porém sem provisões reconhecidas por não ser provável uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos para liquidar a obrigação.

Natureza	Descrição	Provisões para litígios		Passivo contingente	
		31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Fiscais					
Cofins	Exigência da Receita Federal relativo ao período de agosto de 1995 a dezembro de 1996, lançados em decorrência de rescisão de acórdão judicial que havia reconhecido a imunidade da Companhia ao tributo.	107.148	104.284	6.554	6.415
INSS	Exigências fiscais relativas à contribuição previdenciária.	29.405	30.744	100.165	117.018
Impostos federais	Exigências e questionamentos administrativos da Receita Federal do Brasil.	-	-	84.027	105.800
ICMS	Auto de infração nº 6.587.156-4 lavrado pelo Estado do Paraná por suposta ausência de recolhimento do ICMS sobre a rubrica "demanda medida" destacada em faturas de energia elétrica emitidas pela Copel DIS no período de maio de 2011 a dezembro de 2013. A Companhia sustenta a sua ilegitimidade para figurar no polo passivo da presente autuação fiscal, pois não tendo figurado no processo judicial, não pode sofrer os efeitos da decisão judicial nele proferida, o que implicaria na sua ilegitimidade para figurar no polo passivo do auto de infração citado. A Companhia ingressou com mandado de segurança em 16.07.2019, tendo obtido liminar para suspender a exigibilidade do crédito tributário.	-	-	97.404	87.657
IPTU	Exigência de Imposto sobre Propriedade Territorial Urbana - IPTU sobre imóveis afetados ao serviço público de energia elétrica.	-	-	98.459	87.006
ISS	Exigência fiscal das prefeituras a título de ISS em serviços de construção civil prestado por terceiro.	-	-	73.094	65.443
Outras	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.	37.320	40.762	116.920	159.207
		173.873	175.790	576.623	628.546
Trabalhistas	Cobrança de horas-extras, periculosidade, adicional de transferência, equiparação/reenquadramento salarial, entre outras, por empregados e ex-empregados da Copel; cobranças de parcelas indenizatórias e outras, por ex-empregados de empreiteiros e empresas terceirizadas (responsabilidade subsidiária).	596.248	673.062	348.080	419.917
Benefícios a empregados	Reclamações trabalhistas movidas por ex-empregados aposentados contra a Fundação Copel, que causarão, conseqüentemente, reflexos para a Companhia e suas subsidiárias integrais, na medida em que forem necessários aportes complementares.	52.401	86.297	9.210	21.338
Regulatórias					
Despacho Aneel nº 288/2002	Ações judiciais contra o Despacho Aneel nº 288/2002 envolvendo as empresas Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE e Dona Francisca Energética S.A.	70.188	57.000	-	-
ESBR	A ESBR moveu a ação ordinária nº 10426-71.2013.4.01.4100 contra a Aneel, na Justiça Federal de Rondônia, cuja sentença (i) reconheceu excludentes de responsabilidade pelo atraso de 535 dias no cronograma das obras da UHE Jirau; (ii) declarou inexigíveis quaisquer obrigações, penalidades e custos impostos à ESBR decorrentes do atraso e, por fim, (iii) anulou o despacho Aneel nº 1.732/2013, que havia reconhecido o atraso de apenas 52 dias no cronograma de implantação. Houve recurso de apelação pela Aneel, em trâmite no TRF da 1ª Região. A consequência prática da decisão foi, ao tempo em que isentou a ESBR, expor as distribuidoras com as quais celebrou CCEARs ao Mercado de Curto Prazo e ao alto valor do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD no período, onde se inclui a Copel DIS. Isso se deu porque as regras de comercialização de energia elétrica impõem que toda energia consumida tenha a correspondente cobertura contratual. Caso as ações sejam julgadas desfavoráveis para a Copel, o valor será considerado como um Ativo Financeiro Setorial a ser recuperado mediante tarifa.	-	-	942.640	1.034.593
Excludente Colíder	Discussão sobre o valor de Tarifa de uso do sistema de transmissão - TUST e atualização monetária sobre valores de energia referente ao período de excludente de responsabilidade. Em decorrência da liminar judicial que excluiu o período de atraso da obra da UHE Colíder da responsabilidade pela entrega de energia contratada no Ambiente de Contratação Regulado - ACR, a CCEE procedeu o crédito, valorado ao PLD, da energia anteriormente lastreada para cumprir os contratos de ACR. Contudo, em caso de insucesso na ação judicial, a Companhia deverá devolver os valores creditados, atualizados pelo IGPM.	-	-	216.353	98.723
Outras	Notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias	18.511	22.808	-	8.104
		88.699	79.808	1.158.993	1.141.420

(continua)

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL e Subsidiárias
Notas Explicativas para as Demonstrações Financeiras Consolidadas
Em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

Todos os montantes são expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Natureza	Descrição	Provisões para litígios		Passivo contingente	
		31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Cíveis					
Fumicultores	Ações que têm como principal causa a falta de energia elétrica causando perda da produção.	50.330	48.977	41.258	34.792
DER	O DER lavrou auto de infração fiscal à Copel Distribuição que, por sua vez, impetrou ação com objeto de impugnar a cobrança da Taxa de Uso ou Ocupação da Faixa de Domínio das Rodovias, uma vez que a Companhia entende que esta taxa é inconstitucional por possuir caráter confiscatório.	-	-	95.669	85.277
Arbitragem	Discussão em arbitragem protegida por sigilo e confidencialidade, em fase de instrução probatória, sem decisão proferida	125.719	119.579	510.543	485.607
Crédito PIS/COFINS sobre ICMS	Referente a estimativa de contingência passiva, conforme julgamento da administração e opinião de seus assessores legais, relativa a eventual propositura de demanda pelos consumidores sobre o crédito tributário reconhecido, detalhado na NE nº 13.2.1, referente ao período que exacerbe a regra de neutralidade tributária, compreendido entre o 11º e o 16º ano, de um total de 16 anos considerados na ação. Em 09.02.2021, a Aneel abriu Consulta Publica 005/2021 para obter subsídios até 29.03.2021, com intuito de aprimoramento da proposta de devolução destes créditos tributários aos consumidores. As áreas técnicas da Aneel elaboraram nota técnica à referida Consulta Publica delimitando seu escopo à análise econômico-financeira, porém sem discutir os aspectos jurídicos trazidos no âmbito da Tomada de Subsídio 005/2020 e que permeiam o tema. A Companhia e seus assessores legais avaliaram os documentos disponibilizados na Consulta Publica 005/2021 e estão trabalhando na elaboração de suas contribuições de forma a solidificar seu entendimento e resguardar seus direitos.	-	-	1.755.112	-
Cíveis e direito administrativo	Outras ações que envolvem faturamento, supostos procedimentos irregulares, contratos administrativos e multa contratual, indenização por acidentes com a rede de energia elétrica e acidentes com veículos.	133.560	139.893	282.794	300.061
Indenização a terceiros (cíveis)	Ações de indenização decorrentes de danos causados durante a construção de usinas	82.146	28.513	38.127	26.104
Servidões de passagem	Discussão 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); 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.	110.652	127.010	26.001	24.635
Desapropriações e patrimoniais	Discussão 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); ações de reintegrações de posse de imóveis de propriedade da concessionária; intervenção no usucapião de terceiros, na qualidade de confrontante, a fim de preservar os limites e confrontações das áreas desapropriadas.	86.207	80.079	138.341	120.760
Indenização a terceiros (Desapropriações)	Ações de desapropriação para construção de subestação de energia elétrica e para desapropriação de terreno alagado de Usina	44.775	38.678	45.196	36.807
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.	3.920	4.956	3.768	-
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.	7.174	4.071	180.068	159.885
		644.483	591.756	3.116.877	1.273.928
		1.555.704	1.606.713	5.206.783	3.485.149

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, no mínimo, 25% do lucro líquido ajustado, de acordo com a legislação societária e o estatuto da Companhia, calculados com base no capital próprio a essa espécie e classe de ações. Os dividendos assegurados à classe "B" são prioritários apenas em relação às ações ordinárias e somente são pagos à conta dos lucros remanescentes depois de pagos os dividendos prioritários das ações preferenciais classe "A".

Em 11.03.2021 a Assembleia Geral aprovou a proposta de reforma integral e consolidação do estatuto da Companhia incluindo, dentre outras modificações, o desdobramento de ações da Companhia, na proporção de 1 ação para 10 ações, de modo que, a cada 1 ação de emissão da Companhia, serão creditadas 9 novas ações de mesma classe e espécie.

Em 31.12.2020, o capital social integralizado é de R\$ 10.800.000 (R\$ 10.800.000 em 31.12.2019). Sua composição por ações (sem valor nominal) e os principais acionistas estão demonstrações a seguir, já considerando a quantidade de ações atualizadas após o desdobramento aprovado pela Administração:

Acionistas	Número de ações em unidades							
	Ordinárias		Preferenciais "A"		Preferenciais "B"		Total	
	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%	nº ações	%
Estado do Paraná	850.285.980	58,63	-	-	-	-	850.285.980	31,07
BNDESPAR	382.987.750	26,41	-	-	272.820.060	21,26	655.807.810	23,96
Eletrobras	15.307.740	1,06	-	-	-	-	15.307.740	0,56
Custódias em bolsa:								
B3	197.200.880	13,59	767.830	23,50	774.780.030	60,40	972.748.740	35,56
NYSE	1.163.450	0,08	-	-	233.148.470	18,17	234.311.920	8,56
Latibex	-	-	-	-	1.721.110	0,13	1.721.110	0,06
Prefeituras	1.783.930	0,12	93.260	2,85	34.710	-	1.911.900	0,07
Outros	1.581.070	0,11	2.406.430	73,65	471.050	0,04	4.458.550	0,16
	1.450.310.800	100,00	3.267.520	100,00	1.282.975.430	100,00	2.736.553.750	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.

Em 1º.01.2019	785.610
Passivos atuariais	
Benefícios pós-emprego	(186.628)
Tributos sobre os ajustes	63.444
Custo atribuído do imobilizado	(100.342)
Tributos sobre a realização dos ajustes	34.116
Atribuível aos acionistas não controladores	(4.273)
Em 31.12.2019	591.927
Passivos atuariais	
Benefícios pós-emprego	(271.345)
Tributos sobre os ajustes	92.190
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial	
Custo atribuído do imobilizado	(90.347)
Tributos sobre a realização dos ajustes	30.717
Atribuível aos acionistas não controladores	207
Em 31.12.2020	353.349

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

	31.12.2020	Reapresentado 31.12.2019	Reapresentado 31.12.2018
Cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios (25%)			
Lucro líquido do exercício	3.904.202	1.989.946	1.407.063
Reserva legal (5%)	(195.210)	(99.497)	(70.353)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial	59.630	66.226	67.086
Base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios	3.768.622	1.956.675	1.403.796
(1) Dividendos mínimos obrigatórios	942.156	489.169	350.949
(2) Juros sobre o capital próprio (JSCP) - valor bruto	807.500	643.000	280.000
Imposto de renda retido na fonte	(76.401)	(56.584)	(27.593)
(3) JSCP líquido deliberados antecipadamente	731.099	586.416	252.407
(4) Complemento pra atingir o mínimo obrigatório	211.057	-	98.542
(5) Dividendo adicional proposto de reserva de lucros não capitalizadas (30.4.1)	1.507.449	-	-
(6) Distribuição total proposta, líquida	2.435.463	586.416	350.949
(7) Distribuição total proposta, bruta	2.526.006	643.000	378.542
Valor bruto dos dividendos por ação:			
Ações ordinárias	0,88128	0,22423	0,13195
Ações preferenciais classe "A"	1,27172	0,39466	0,28905
Ações preferenciais classe "B"	0,96941	0,24669	0,14515
Valor bruto dos dividendos por classes de ações:			
Ações ordinárias	1.278.126	325.210	191.369
Ações preferenciais classe "A"	4.155	1.291	950
Ações preferenciais classe "B"	1.243.725	316.499	186.223

O valor bruto por ação apresentado foi calculado com base na quantidade nova de ações, após o desdobramento de ações aprovado em Assembleia Geral, conforme descrito na NE nº 30.1.

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 IAS 16, IAS 40 e IFRS 1, 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 IAS 16 - Ativo Imobilizado. Este procedimento reflete a Política de Dividendos da Companhia, a qual será praticada durante a realização de toda a reserva de ajustes de avaliação patrimonial.

30.4.1 Dividendo adicional proposto de reserva de lucros não capitalizadas

Considerando que a Copel possui reservas de retenção de lucros correspondentes às destinações de lucros de exercícios anteriores ainda não capitalizadas, que parcela relevante do lucro líquido do exercício de 2020 ainda não foi realizado financeiramente (reflexo do trânsito em julgado da ação judicial que reconheceu o direito da Copel DIS de excluir da base de cálculo do Pis e Cofins o valor integral do ICMS destacado nas notas fiscais de saída) e, por fim, a necessidade de destinação de parte do lucro líquido do exercício de 2020 para o programa de investimentos previstos para 2021, o pagamento do dividendo adicional proposto será realizado com saldo de reservas de lucros de períodos anteriores não capitalizados.

30.5 Lucro por ação - básico e diluído

	Operações continuadas	Operações descontinuadas	31.12.2020	Operações continuadas	Operações descontinuadas	Reapresentado 31.12.2019	Operações continuadas	Operações descontinuadas	Reapresentado 31.12.2018
Numerador básico e diluído									
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:									
Ações ordinárias	1.935.144	40.607	1.975.751	1.051.809	(44.707)	1.007.102	662.546	49.688	712.234
Ações preferenciais classe "A"	5.783	100	5.883	2.920	(111)	2.809	1.652	124	1.776
Ações preferenciais classe "B"	1.883.054	39.514	1.922.568	1.023.538	(43.503)	980.035	644.703	48.350	683.053
	3.823.981	80.221	3.904.202	2.078.267	(88.321)	1.989.946	1.308.901	98.162	1.407.063
Denominador básico e diluído									
Média ponderada das ações (em milhares):									
Ações ordinárias	1.450.310.800	1.450.310.800	1.450.310.800	1.450.310.800	1.450.310.800	1.450.310.800	1.450.310.800	1.450.310.800	1.450.310.800
Ações preferenciais classe "A"	3.268.067	3.268.067	3.268.067	3.273.682	3.273.682	3.273.682	3.286.270	3.286.270	3.286.270
Ações preferenciais classe "B"	1.282.974.883	1.282.974.883	1.282.974.883	1.282.969.268	1.282.969.268	1.282.969.268	1.282.956.680	1.282.956.680	1.282.956.680
	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas controladores									
Ações ordinárias	1,33430	0,02800	1,36229	0,72523	(0,03083)	0,69440	0,45683	0,03426	0,49109
Ações preferenciais classe "A"	1,76982	0,03080	1,80062	0,89086	(0,03391)	0,85790	0,50251	0,03769	0,54020
Ações preferenciais classe "B"	1,46773	0,03080	1,49852	0,79778	(0,03391)	0,76388	0,50251	0,03769	0,54020

Os resultados demonstrados foram calculados com base no novo número de ações, após o desdobramento de ações aprovado em Assembleia Geral, conforme descrito na NE nº 30.1.

31 Receita Operacional Líquida

	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais	ISSQN	Receita líquida		
						31.12.2020	Reapresentado 31.12.2019	Reapresentado 31.12.2018
Fornecimento de energia elétrica	9.524.897	(737.647)	(1.960.998)	(173.428)	-	6.652.824	6.426.016	5.548.584
Suprimento de energia elétrica	4.330.982	(467.817)	(21.637)	(61.698)	-	3.779.830	2.865.866	2.765.916
Disponibilidade da rede elétrica	8.780.612	(667.419)	(2.118.380)	(1.622.217)	-	4.372.596	4.138.771	3.469.060
Receita de construção	1.414.067	-	-	-	-	1.414.067	1.132.884	1.097.313
Valor justo do ativo indenizável da concessão	57.341	-	-	-	-	57.341	36.646	47.499
Distribuição de gás canalizado	679.304	(60.774)	(115.640)	-	(235)	502.655	843.183	557.186
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	746.052	(69.113)	-	-	-	676.939	18.631	893.688
Outras receitas operacionais	406.539	(35.771)	(65)	-	(4.269)	366.434	407.248	171.218
Recuperação de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS	-	810.563	-	-	-	810.563	-	-
	25.939.794	(1.227.978)	(4.216.720)	(1.857.343)	(4.504)	18.633.249	15.869.245	14.550.464

31.1 Detalhamento da receita por tipo e/ ou classe de consumidores

	31.12.2020	Reapresentado 31.12.2019	Reapresentado 31.12.2018
Fornecimento de energia elétrica	9.524.897	10.481.794	10.104.045
Residencial	3.098.969	3.336.432	3.175.290
Industrial	970.638	1.276.105	1.419.240
Comercial, serviços e outras atividades	1.701.260	2.179.510	2.136.087
Rural	613.419	631.527	572.361
Poder público	195.259	279.495	262.705
Iluminação pública	233.558	274.250	278.645
Serviço público	290.482	332.414	316.307
Consumidores livres	1.729.603	1.431.274	1.179.314
Doações e subvenções	691.709	740.787	764.096
Suprimento de energia elétrica	4.330.982	3.301.336	3.136.244
Contratos bilaterais	2.386.929	1.998.617	2.002.077
Contratos regulados	916.377	854.239	385.157
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	933.369	357.076	663.024
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 10.3)	94.307	91.404	85.986
Disponibilidade da rede elétrica	8.780.612	8.270.996	6.867.274
Residencial	2.788.725	2.585.892	2.222.621
Industrial	1.273.320	1.280.168	1.110.089
Comercial, serviços e outras atividades	1.628.098	1.713.632	1.407.156
Rural	548.682	467.044	362.778
Poder público	180.814	217.027	185.383
Iluminação pública	205.904	206.492	184.530
Serviço público	195.597	174.414	141.556
Consumidores livres	1.164.020	1.052.535	795.105
Concessionárias e geradoras	61.720	62.414	80.329
Receita de operação e manutenção - O&M e juros efetivos	733.732	511.378	377.727
Receita de construção	1.414.067	1.132.884	1.097.313
Concessão de distribuição de energia	1.154.488	904.023	741.855
Concessão de distribuição de gás canalizado	7.438	12.153	13.478
Concessão de transmissão de energia (a)	252.141	216.708	341.980
Valor justo do ativo indenizável da concessão	57.341	36.646	47.499
Distribuição de gás canalizado	679.304	1.003.790	753.222
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	746.052	25.057	985.344
Outras receitas operacionais	406.539	438.876	199.788
Arrendamentos e aluguéis (NE nº 31.2)	176.452	141.315	130.007
Valor justo na compra e venda de energia	137.463	204.876	-
Renda da prestação de serviços	44.182	51.780	39.705
Outras receitas	48.442	40.905	30.076
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	25.939.794	24.691.379	23.190.729
(-) Pis/Pasep e Cofins	(2.038.541)	(2.243.383)	(2.094.148)
Recuperação de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS (NE nº 13.2.1)	810.563	105.184	-
(-) ICMS	(4.216.720)	(4.518.791)	(4.085.153)
(-) ISSQN	(4.504)	(3.333)	(3.402)
(-) Encargos setoriais (NE nº 31.3)	(1.857.343)	(2.161.811)	(2.457.562)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	18.633.249	15.869.245	14.550.464

(a) No saldo está contido o valor da receita de construção, a margem de construção e o ganho ou perda por eficiência conforme detalhado na NE nº 11.3

31.2 Arrendamentos e aluguéis

31.2.1 Receita de arrendamento e aluguéis

	31.12.2020	Reapresentado 31.12.2019	Reapresentado 31.12.2018
Equipamentos e estruturas	175.673	140.053	128.734
Compartilhamento de instalações	415	1.046	1.003
Imóveis	364	216	270
	176.452	141.315	130.007

31.2.2 Recebíveis de arrendamentos

Consolidado	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total 31.12.2020
Compartilhamento de instalações	1.410	5.640	19.462	26.512

31.3 Encargos setoriais

	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de distribuição de energia (31.3.1)	1.530.998	1.654.157	1.840.283
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária	81.159	280.286	423.098
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	144.474	127.432	123.306
Quota para reserva global de reversão - RGR	62.057	63.918	48.512
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de transmissão de energia	27.315	25.271	12.211
Taxa de fiscalização	11.340	10.747	10.152
	1.857.343	2.161.811	2.457.562

31.3.1 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE - concessão de distribuição de energia

A CDE foi criada pela Lei n.º 10.438/2002, alterada pela Lei nº 12.783/2013, e, para cumprir seus objetivos, tem entre suas fontes de recursos, quotas pagas pelos agentes que negociam energia com o consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas.

A Companhia realiza pagamentos do encargo CDE-Uso, destinada ao custeio dos objetivos da CDE previstos na lei.

As quotas anuais para cada distribuidora são definidas pela Aneel por meio das resoluções homologatórias. O saldo é composto da seguinte forma:

Resoluções	Período	31.12.2020
CDE USO		
Resolução Homologatória nº 2.664/2019	Janeiro a dezembro	1.531.713
(-) Liminares	Janeiro a dezembro	(715)
		1.530.998

Resoluções	Período	31.12.2019
CDE USO		
Resolução Homologatória nº 2.510/2018	Janeiro a Junho	1.269.498
(-) Liminares	Janeiro a Junho	(3.346)
		1.266.152
CONTA ENERGIA - ACR		
Resolução Homologatória nº 2.231/2017	Janeiro a Fevereiro	98.725
Resolução Homologatória nº 2.521/2019	Março a Agosto	296.174
Devolução - Despacho nº 2.755/2019		(46.722)
		348.177
CDE ENERGIA		
Resolução Homologatória nº 2.510/2018	Janeiro a Março	41.431
(-) Liminares	Janeiro a Março	(1.603)
		39.828
		1.654.157
<hr/>		
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 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 outros consumidores, que questionam judicialmente os componentes tarifários da CDE-Uso e CDE-Energia, a Aneel homologou o cálculo tarifário, deduzindo estes encargos das tarifas destes consumidores, enquanto vigorarem as liminares concedidas.

31.4 Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS

A Aneel homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS por meio da Resolução Homologatória nº 2.704, de 23.06.2020, autorizando o reajuste médio de 0,41% (3,41% em 2019) percebido pelos consumidores e cuja aplicação ocorreu integralmente às tarifas a partir de 24.06.2020.

A recomposição tarifária contempla: 0,79% decorrentes da atualização da Parcela B (custos operacionais, depreciação e remuneração); 7,82% relativos à atualização da Parcela A (energia, transmissão, encargos e receitas irrecuperáveis); 1,81% relativos à inclusão dos componentes financeiros; e -10,01% que refletem a retirada dos componentes financeiros do processo tarifário anterior.

Houve redução para as categorias de clientes: residenciais, de 0,95%; comércio e serviços atendidos em baixa tensão, de 0,83%; e para iluminação pública, de 0,93%. Os clientes atendidos em alta tensão tiveram reajuste médio de 1,13%.

Este reajuste já considera os impactos da Conta-covid, de acordo com o Decreto nº 10.350/2020 e Resolução Normativa Aneel nº 885/2020, no montante de R\$ 536.359, cujos recursos foram recebidos em 31.07.2020.

32 Custos e Despesas Operacionais

	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2020
Energia elétrica comprada para revenda (32.1)	(6.829.530)	-	-	-	(6.829.530)
Encargos de uso da rede elétrica	(1.525.567)	-	-	-	(1.525.567)
Pessoal e administradores (32.2)	(1.143.323)	(12.567)	(446.005)	-	(1.601.895)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 23.3)	(161.257)	(1.615)	(65.762)	-	(228.634)
Material	(65.357)	(95)	(7.228)	-	(72.680)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(404.496)	-	-	-	(404.496)
Gás natural e insumos para operação de gás	(354.701)	-	-	-	(354.701)
Serviços de terceiros (32.3)	(406.109)	(4.913)	(147.019)	-	(558.041)
Depreciação e amortização	(945.595)	-	(48.963)	(15.355)	(1.009.913)
Perdas de créditos, provisões e reversões (32.4)	40.143	(128.466)	-	(148.971)	(237.294)
Custo de construção (32.5)	(1.417.504)	-	-	-	(1.417.504)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (32.6)	(134.526)	(12.169)	(94.431)	(92.149)	(333.275)
	(13.347.822)	(159.825)	(809.408)	(256.475)	(14.573.530)

	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	Reapresentado 31.12.2019
Energia elétrica comprada para revenda (32.1)	(6.105.274)	-	-	-	(6.105.274)
Encargos de uso da rede elétrica	(1.249.275)	-	-	-	(1.249.275)
Pessoal e administradores (32.2)	(945.312)	(13.937)	(366.133)	-	(1.325.382)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 23.3)	(169.476)	(1.914)	(66.936)	-	(238.326)
Material	(74.071)	(253)	(5.873)	-	(80.197)
Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica	(49.352)	-	-	-	(49.352)
Gás natural e insumos para operação de gás	(585.233)	-	-	-	(585.233)
Serviços de terceiros (32.3)	(371.835)	(7.711)	(146.462)	-	(526.008)
Depreciação e amortização	(892.813)	(3)	(43.190)	(14.720)	(950.726)
Perdas de créditos, provisões e reversões (32.4)	120.689	(140.348)	-	(240.392)	(260.051)
Custo de construção (32.5)	(1.091.396)	-	-	-	(1.091.396)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (32.6)	(50.800)	(11.606)	(82.695)	(67.394)	(212.495)
	(11.464.148)	(175.772)	(711.289)	(322.506)	(12.673.715)

	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	Reapresentado 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 (32.3)	(978.878)	(18.460)	(360.447)	-	(1.357.785)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 23.3)	(176.102)	(2.447)	(65.201)	-	(243.750)
Material	(67.494)	(613)	(11.887)	-	(79.994)
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 (32.4)	(325.091)	(7.607)	(148.403)	-	(481.101)
Depreciação e amortização	(657.445)	(5)	(25.268)	(13.574)	(696.292)
Provisões e reversões (32.4)	18.920	(69.187)	-	(230.837)	(281.104)
Custo de construção (32.5)	(1.052.208)	-	-	-	(1.052.208)
Outros custos e despesas operacionais (32.6)	(164.305)	(7.095)	(95.638)	(5.593)	(272.631)
	(11.372.908)	(105.414)	(706.844)	(250.004)	(12.435.170)

32.1 Energia elétrica comprada para revenda

	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	3.107.956	2.880.115	2.599.345
Itaipu Binacional	1.766.058	1.316.524	1.272.177
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	1.176.798	1.405.497	1.850.021
Contratos bilaterais	1.087.439	754.070	928.741
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfra	221.406	268.063	228.295
Micro e mini geradores e recompra de clientes	161.324	52.871	12.373
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(691.451)	(571.866)	(529.774)
	6.829.530	6.105.274	6.361.178

32.2 Pessoal e administradores

	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Pessoal			
Remunerações	696.837	746.415	794.966
Encargos sociais	227.485	241.025	261.459
Auxílio alimentação e educação	107.052	113.021	113.177
Programa de desligamentos voluntários	66.905	43.517	69.289
	1.098.279	1.143.978	1.238.891
Administradores			
Honorários	18.465	19.867	21.422
Encargos sociais	3.233	5.745	5.695
Outros gastos	237	248	251
	21.935	25.860	27.368
Provisões por desempenho e participação nos lucros de empregados e administradores	481.681	155.544	91.526
	1.601.895	1.325.382	1.357.785

32.3 Serviços de terceiros

	31.12.2020	Reapresentado 31.12.2019	Reapresentado 31.12.2018
Manutenção do sistema elétrico	206.688	164.510	144.163
Manutenção de instalações	97.889	102.295	88.186
Atendimento ao consumidor	54.713	35.548	15.470
Leitura e entrega de faturas	48.895	45.515	43.968
Comunicação, processamento e transmissão de dados	42.244	51.919	47.954
Consultoria e auditoria	41.043	20.456	40.694
Outros serviços	66.569	105.765	100.666
	558.041	526.008	481.101

32.4 Perdas de crédito, provisões e reversões

	31.12.2020	Reapresentado 31.12.2019	Reapresentado 31.12.2018
Provisão para litígios (a)	150.269	243.848	206.792
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos - <i>Impairment</i>			
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (NE nº 10.5)	(10.502)	(2.945)	(4.758)
Imobilizado - segmento de geração (NE nº 17.5)	(37.609)	(117.744)	(14.162)
Perdas de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	128.466	140.348	83.453
Perdas estimadas em créditos tributários	(1.298)	(3.456)	9.779
Provisão para perdas em participações societárias (NE nº 16.1)	7.968	-	-
	237.294	260.051	281.104

(a) As principais variações de provisões para litígios ocorreram em função da revisão da avaliação dos assessores legais da Companhia principalmente em ações trabalhistas e ação cível de indenização a terceiros. O detalhamento das ações está demonstrado na NE nº 29.

32.5 Custo de construção

	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Material	781.807	548.336	507.899
Serviços de terceiros	460.952	395.607	400.680
Pessoal	140.108	125.777	124.469
Outros	34.637	21.676	19.160
	1.417.504	1.091.396	1.052.208

32.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

	31.12.2020	Reapresentado 31.12.2019	Reapresentado 31.12.2018
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	63.841	103.737	105.310
Taxa de arrecadação	49.903	51.156	44.682
Perdas na desativação e alienação de bens, líquidas	44.020	38.151	70.640
Indenizações	38.423	63.628	31.045
Tributos	37.847	28.651	78.323
Doações, contribuições, subvenções, incentivos fiscais (a)	22.136	12.829	12.314
Arrendamentos e aluguéis	9.705	8.536	34.226
Comunicação corporativa			
Associação das Emissoras de Radiodifusão do Paraná - AERP	11.455	10.862	10.753
Talento Olímpico Paranaense - TOP	4.750	4.719	4.537
Patrocínio	1.126	2.460	2.685
Publicidade	9.598	7.206	6.127
Outras receitas, custos e despesas, líquidos (b)	40.471	(119.440)	(128.011)
	333.275	212.495	272.631

(a) O saldo contempla investimentos sociais da Companhia em educação, cultura, saúde, esporte, dentre outros, incluindo doações incentivadas utilizadas como benefício fiscal.

(b) No saldo de 2019 está contida a reversão da taxa hídrica (TCFRH) no valor de R\$ 97.664.

33 Resultado Financeiro

	31.12.2020	Reapresentado 31.12.2019	Reapresentado 31.12.2018
Receitas financeiras			
Reconhecimento de crédito tributário (NE 13.2.1)	944.549	38.434	55.096
Juros e variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	341.964	192.724	214.627
Acréscimos moratórios sobre faturas	271.966	215.522	210.466
Renda de aplicações financeiras	80.704	119.622	98.424
Variação cambial sobre cauções de empréstimos	35.089	-	-
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (NE nº 35.2.3 - b)	24.511	-	-
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	20.168	47.378	43.966
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	42.729	26.332	24.658
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 26.1)	2.322	1.462	1.047
Outras receitas financeiras	75.666	88.032	148.823
	1.839.668	729.506	797.107
(-) Despesas financeiras			
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	607.569	853.880	829.728
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 26.1)	192.848	100.455	94.319
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	75.478	29.547	50.203
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 25.2)	12.550	24.570	25.407
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	62	5.753	23.747
Variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	-	8.495	25.830
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	27.748	71.549	13.636
Outras despesas financeiras	57.142	90.621	147.382
	973.397	1.184.870	1.210.252
Líquido	866.271	(455.364)	(413.145)

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 Companhia 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 exigem diferentes tecnologias e estratégias.

Até 31.12.2020, todas as vendas foram realizadas em território brasileiro, bem como todos os ativos não correntes estão localizados em território nacional.

Não foi identificado cliente da Companhia ou de suas controladas que seja responsável individualmente por mais de 10% da receita líquida total registrada até 31.12.2020.

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, das demonstrações financeiras de 31.12.2020.

34.2 Segmentos reportáveis da Companhia

De acordo com o 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. O segmento será descontinuado após finalização do processo de desinvestimento da Copel Telecomunicações, detalhado na NE nº 40.

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;

Holding (HOL) - tem como atribuição a participação em outras empresas;

34.3 Ativo por segmento reportável

ATIVO	Energia Elétrica			TEL	GAS	HOL	Reclassificações NE nº40	Operações inter-segmento	Total
	GET	DIS	COM						
31.12.2020									
ATIVO TOTAL	20.945.910	20.407.088	1.053.099	1.565.593	749.434	4.733.847	(1.230.546)	(1.439.761)	46.784.664
ATIVO CIRCULANTE	3.137.219	6.198.414	390.695	666.654	245.028	2.543.995	(380.954)	(1.393.620)	11.407.431
ATIVO NÃO CIRCULANTE	17.808.691	14.208.674	662.404	898.939	504.406	2.189.852	(849.592)	(46.141)	35.377.233
Realizável a Longo Prazo	5.561.545	7.915.662	660.229	136.527	358.719	2.007.064	(110.834)	(438.633)	16.090.279
Investimentos	2.574.402	808	-	-	-	154.307	-	-	2.729.517
Imobilizado	9.420.859	-	224	734.172	-	24.500	(716.924)	32.629	9.495.460
Intangível	223.222	6.203.387	1.833	16.993	132.366	2.379	(10.587)	359.863	6.929.456
Direito de uso de ativos	28.663	88.817	118	11.247	13.321	1.602	(11.247)	-	132.521

ATIVO	Energia Elétrica			TEL	GAS	HOL	Operações inter-segmento	Total
	GET	DIS	COM					
31.12.2019								
ATIVO TOTAL	19.457.551	13.434.522	690.372	1.527.098	904.993	3.183.677	(885.662)	38.312.550
ATIVO CIRCULANTE	2.039.443	4.631.991	229.630	528.754	313.896	1.127.469	(961.987)	7.909.196
ATIVO NÃO CIRCULANTE	17.418.108	8.802.531	460.742	998.344	591.097	2.056.208	76.325	30.403.354
Realizável a Longo Prazo	5.054.560	3.051.058	460.312	137.770	576.190	1.879.619	(296.879)	10.862.630
Investimentos	2.371.374	813	247	-	-	150.746	-	2.523.179
Imobilizado	9.735.093	-	53	833.974	-	22.983	-	10.592.103
Intangível	233.973	5.703.686	123	19.844	-	1.781	373.204	6.332.611
Direito de uso de ativos	23.108	46.974	7	6.756	14.907	1.079	-	92.831

34.4 Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica				TEL	GÁS	HOL	Reclassificações NE nº 40	Operações inter-segmento	Total
	GET		DIS	COM						
	GER	TRA								
31.12.2020										
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE										
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.030.979	1.186.215	12.363.459	2.420.657	386.634	535.206	-	(355.843)	(1.934.058)	18.633.249
Receita operacional líquida com terceiros	2.599.807	875.240	12.312.047	2.323.825	355.845	522.328	-	(355.843)	-	18.633.249
Receita operacional líquida entre segmentos	1.431.172	310.975	51.412	96.832	30.789	12.878	-	-	(1.934.058)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(2.348.409)	(536.968)	(10.674.981)	(2.262.053)	(363.673)	(452.495)	(107.059)	203.779	1.968.329	(14.573.530)
Energia elétrica comprada para revenda	(260.650)	-	(5.856.372)	(2.239.388)	-	-	-	-	1.526.880	(6.829.530)
Encargos de uso da rede elétrica	(489.921)	-	(1.370.814)	-	-	-	-	-	335.168	(1.525.567)
Pessoal e administradores	(277.905)	(168.828)	(994.037)	(15.007)	(82.817)	(35.998)	(27.303)	-	-	(1.601.895)
Planos previdenciário e assistencial	(38.196)	(23.972)	(146.422)	(1.493)	(11.207)	(4.663)	(2.681)	-	-	(228.634)
Material	(9.695)	(3.466)	(58.196)	(28)	(1.364)	(580)	(715)	1.364	-	(72.680)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(415.405)	-	-	-	-	-	-	-	10.909	(404.496)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	-	(354.701)	-	-	-	(354.701)
Serviços de terceiros	(118.562)	(24.863)	(405.854)	(1.493)	(66.426)	(11.633)	(32.025)	66.426	36.389	(558.041)
Depreciação e amortização	(583.958)	(11.812)	(374.851)	(75)	(147.190)	(31.452)	(2.345)	107.497	34.273	(1.009.913)
Provisão (reversão) para litígios	(53.216)	(24.529)	(55.118)	(62)	336	(85)	(17.259)	(336)	-	(150.269)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	48.111	-	-	-	54.945	-	-	(54.945)	-	48.111
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(5.930)	(4.149)	(123.980)	(839)	(18.088)	(238)	-	18.088	-	(135.136)
Custo de construção	-	(255.578)	(1.154.488)	-	-	(7.438)	-	-	-	(1.417.504)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(143.082)	(19.771)	(134.849)	(3.668)	(91.862)	(5.707)	(24.731)	65.685	24.710	(333.275)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	9.629	176.848	-	(93)	-	-	7.163	-	-	193.547
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO										
FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	1.692.199	826.095	1.688.478	158.511	22.961	82.711	(99.896)	(152.064)	34.271	4.253.266
Receitas financeiras	121.129	21.977	1.334.983	11.469	24.968	13.599	340.404	(24.939)	(3.922)	1.839.668
Despesas financeiras	(408.795)	(97.417)	(291.002)	(96)	(58.317)	(14.363)	(165.647)	58.317	3.923	(973.397)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	1.404.533	750.655	2.732.459	169.884	(10.388)	81.947	74.861	(118.686)	34.272	5.119.537
Imposto de renda e contribuição social	(337.564)	(149.962)	(878.278)	(57.947)	2.357	(22.967)	125.293	43.108	(9.405)	(1.285.365)
LUCRO (PREJUÍZO) DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	1.066.969	600.693	1.854.181	111.937	(8.031)	58.980	200.154	(75.578)	24.867	3.834.172
Resultado de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	75.578	-	75.578
LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	1.066.969	600.693	1.854.181	111.937	(8.031)	58.980	200.154	-	24.867	3.909.750

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO Reapresentado	Energia Elétrica				TEL	GÁS	HOL	Reclassificações NE nº 40	Operações inter-segmento	Total
	GET		DIS	COM						
	GER	TRA								
31.12.2019										
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE										
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.368.375	871.510	10.401.301	1.810.901	418.030	866.884	-	(375.028)	(1.492.727)	15.869.246
Receita operacional líquida com terceiros	2.233.367	643.596	10.352.690	1.773.765	375.030	865.826	-	(375.028)	-	15.869.246
Receita operacional líquida entre segmentos	1.135.008	227.914	48.611	37.136	43.000	1.058	-	-	(1.492.727)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(1.659.225)	(479.538)	(9.579.915)	(1.608.245)	(604.616)	(662.306)	(59.232)	486.633	1.492.727	(12.673.717)
Energia elétrica comprada para revenda	(262.288)	-	(5.424.207)	(1.590.272)	-	-	-	-	1.171.493	(6.105.274)
Encargos de uso da rede elétrica	(451.107)	-	(1.044.135)	-	-	-	-	-	-	245.967
Pessoal e administradores	(217.792)	(139.662)	(822.772)	(13.041)	(73.890)	(36.932)	(21.293)	-	-	(1.325.382)
Planos previdenciário e assistencial	(37.955)	(25.027)	(155.784)	(1.481)	(11.384)	(4.122)	(2.573)	-	-	(238.326)
Material	(10.987)	(3.766)	(64.419)	(15)	(1.955)	(217)	(793)	1.955	-	(80.197)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(50.388)	-	-	-	-	-	-	-	1.036	(49.352)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	-	(585.233)	-	-	-	(585.233)
Serviços de terceiros	(108.309)	(38.092)	(397.390)	(1.718)	(87.113)	(12.971)	(16.734)	87.113	49.206	(526.008)
Depreciação e amortização	(551.576)	(12.987)	(343.597)	(44)	(152.863)	(30.480)	(2.289)	143.108	-	(950.728)
Provisão (reversão) para litígios	(45.212)	(24.398)	(164.705)	(156)	(14.072)	(292)	(9.086)	14.072	-	(243.849)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	117.648	-	-	-	-	-	3.041	-	-	120.689
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	43.207	(41.350)	(137.680)	(4)	(100.691)	(1.063)	(2)	100.691	-	(136.892)
Custo de construção	-	(175.220)	(904.023)	-	-	(12.153)	-	-	-	(1.091.396)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(84.466)	(19.036)	(121.203)	(1.514)	(162.648)	21.157	(9.503)	139.694	25.025	(212.494)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	14.840	85.752	-	(280)	-	-	6.445	-	-	106.757
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO										
FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	1.723.990	477.724	821.386	202.376	(186.586)	204.578	(52.787)	111.605	-	3.302.286
Receitas financeiras	80.632	20.637	355.152	3.004	20.760	53.625	217.057	(20.735)	(626)	729.506
Despesas financeiras	(457.528)	(138.947)	(273.909)	(220)	(53.857)	(10.439)	(304.453)	53.857	626	(1.184.870)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	1.347.094	359.414	902.629	205.160	(219.683)	247.764	(140.183)	144.727	-	2.846.922
Imposto de renda e contribuição social	(289.831)	(54.695)	(201.236)	(69.854)	68.644	(74.791)	(17.563)	(36.334)	-	(675.660)
LUCRO (PREJUÍZO) DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	1.057.263	304.719	701.393	135.306	(151.039)	172.973	(157.746)	108.393	-	2.171.262
Resultado de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	(108.393)	-	(108.393)
LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	1.057.263	304.719	701.393	135.306	(151.039)	172.973	(157.746)	-	-	2.062.869

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO Reapresentado	Energia Elétrica				TEL	GAS	HOL	Reclassificações NE nº 40	Operações inter-segmento	Total
	GET		DIS	COM						
	GER	TRA								
31.12.2018										
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.007.565	904.826	9.972.442	1.341.162	421.408	588.532	-	(384.316)	(1.301.155)	14.550.464
Receita operacional líquida com terceiros	2.116.875	680.567	9.932.267	1.341.162	364.741	582.895	-	(384.316)	(83.727)	14.550.464
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)	(1.354.578)	(369.201)	(515.594)	(57.993)	241.451	1.276.499	(12.435.170)
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
Pessoal e administradores	(214.855)	(147.139)	(837.728)	(13.734)	(92.472)	(34.896)	(16.961)	-	-	(1.357.785)
Planos previdenciário e assistencial	(36.379)	(25.884)	(159.842)	(1.507)	(13.892)	(3.881)	(2.365)	-	-	(243.750)
Material	(11.637)	(5.054)	(60.379)	(65)	(1.763)	(2.110)	(749)	1.763	-	(79.994)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(25.367)	-	-	-	-	-	-	-	5.638	(19.729)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	-	(412.618)	-	-	-	(412.618)
Serviços de terceiros	(119.668)	(33.489)	(339.399)	(1.700)	(91.127)	(17.034)	(32.311)	91.127	62.500	(481.101)
Depreciação e amortização	(353.916)	(11.386)	(301.581)	(16)	(58.209)	(22.759)	(1.312)	52.887	-	(696.292)
Provisão (reversão) para litígios	18.059	7.879	(222.057)	9	(12.844)	(154)	(10.528)	12.844	-	(206.792)
Perdas estimadas para redução ao valor recuperável de ativos	22.312	-	-	-	-	-	1.648	-	(5.040)	18.920
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	55.457	(49.486)	(77.985)	(935)	(12.749)	(6.017)	(14.266)	12.749	-	(93.232)
Custo de construção	-	(277.259)	(741.855)	-	-	(13.478)	-	-	(19.616)	(1.052.208)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(127.172)	(20.032)	(143.866)	1.843	(86.145)	(2.647)	18.851	70.081	16.456	(272.631)
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	(13.431)	52.207	72.938	(51.280)	(142.865)	(24.656)	2.251.182
Receitas financeiras	119.196	29.163	335.377	6.065	16.808	29.454	305.344	(16.808)	(27.492)	797.107
Despesas financeiras	(517.832)	(136.455)	(308.319)	(104)	(41.713)	(31.865)	(243.169)	41.713	27.492	(1.210.252)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	995.012	359.360	525.027	(7.470)	27.302	70.527	10.895	(117.960)	(24.656)	1.838.037
Imposto de renda e contribuição social	(327.598)	(75.361)	(148.244)	2.632	(2.853)	(10.909)	41.957	40.827	8.383	(471.166)
LUCRO (PREJUÍZO) DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	667.414	283.999	376.783	(4.838)	24.449	59.618	52.852	(77.133)	(16.273)	1.366.871
Resultado de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	77.133	-	77.133
LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	667.414	283.999	376.783	(4.838)	24.449	59.618	52.852	-	(16.273)	1.444.004

34.5 Adições no ativo não circulante por segmento reportável

31.12.2020	Energia elétrica			TEL	GÁS	HOL	Total
	GET	DIS	COM				
Ativos de contrato	-	1.278.578	-	-	15.187	-	1.293.765
Imobilizado	236.914	-	203	127.381	-	1.800	366.298
Intangível	7.397	-	1.741	808	-	1.045	10.991
Direito de uso de ativos	19.231	72.421	135	10.135	623	1.026	103.571

31.12.2019	Energia elétrica			TEL	GÁS	HOL	Total
	GET	DIS	COM				
Ativos de contrato	-	917.577	-	-	17.590	-	935.167
Imobilizado	522.744	-	14	59.216	-	285	582.259
Intangível	4.272	-	3	486	-	271	5.032
Direito de uso de ativos	33.461	66.621	8	9.950	16.933	402	127.375
Adoção inicial IFRS 16	32.919	60.494	-	9.868	14.356	385	118.022
Adições do período	542	6.127	8	82	2.577	17	9.353

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

35 Instrumentos Financeiros

35.1 Categorias e apuração do valor justo dos instrumentos financeiros

	NE nº	Nível	31.12.2020		31.12.2019 Reapresentado	
			Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1	3.222.768	3.222.768	2.941.727	2.941.727
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	751	751	2.429	2.429
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	299.779	299.779	279.652	279.652
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	10.1 e 10.2	3	1.149.934	1.149.934	1.161.203	1.161.203
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (d)	10.4	3	81.202	81.202	69.182	69.182
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (e)	12	3	23.308	23.308	-	-
Valor justo na compra e venda de energia (e)	12	3	689.531	689.531	460.635	460.635
Outros investimentos temporários (f)		1	14.910	14.910	15.566	15.566
Outros investimentos temporários (f)		2	7.475	7.475	12.168	12.168
			5.489.658	5.489.658	4.942.562	4.942.562
Custo amortizado						
Cauções e depósitos vinculados (a)			197	197	147	147
Caução STN (g)	21.1		133.521	113.477	98.433	94.671
Cientes (a)	7		3.819.680	3.819.680	3.182.567	3.182.567
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (h)	8		1.392.624	1.496.016	1.350.685	1.488.456
Ativos financeiros setoriais (a)	9		346.930	346.930	473.989	473.989
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (i)	10.3		671.204	763.070	647.984	738.483
			6.364.156	6.539.370	5.753.805	5.978.313
Total dos ativos financeiros			11.853.814	12.029.028	10.696.367	10.920.875
Passivos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Valor justo na compra e venda de energia (e)	28	3	343.406	343.406	251.973	251.973
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (e)	28	3	-	-	1.203	1.203
			343.406	343.406	253.176	253.176
Custo amortizado						
Passivos financeiros setoriais (a)	9		188.709	188.709	102.284	102.284
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil (g)	13.2		-	-	18.063	18.001
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert (g)	13.2		459.303	377.375	497.207	439.519
PIS e Cofins a restituir para consumidores (a)	13.2.1		3.927.823	3.927.823	-	-
Fornecedores (a)	20		2.436.452	2.436.452	1.873.193	1.873.193
Empréstimos e financiamentos (g)	21		3.214.249	2.956.696	3.168.710	3.110.104
Debêntures (j)	22		6.837.819	6.837.819	8.540.366	8.540.366
Contas a pagar vinculadas à concessão (k)	26		731.864	811.329	612.587	690.326
			17.796.219	17.536.203	14.812.410	14.773.793
Total dos passivos financeiros			18.139.625	17.879.609	15.065.586	15.026.969

Os níveis de hierarquia para apuração do valor justo são apresentados a seguir:

Nível 1: obtidos de preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos ou passivos idênticos;

Nível 2: obtidos por meio de outras variáveis além dos preços cotados incluídos no Nível 1, que são observáveis para o ativo ou passivo;

Nível 3: obtidos por meio de técnicas de avaliação que incluem variáveis para o ativo ou passivo, mas que não têm como base os dados observáveis de mercado.

Apuração dos valores justos

- Equivalente ao seu respectivo valor contábil, em razão de sua natureza e de seu prazo de realização.
- Calculado de acordo com as informações disponibilizadas pelos agentes financeiros e pelos valores de mercado dos títulos emitidos pelo governo brasileiro.
- Os critérios estão divulgados na NE nº 4.4 destas Demonstrações Financeiras.
- Os ativos de geração têm valores justos similares aos valores contábeis, conforme NE nº 4.4 destas Demonstrações Financeiras.
- Os ativos e passivos equivalem ao seu respectivo valor contábil conforme NE nº 4.15 destas Demonstrações Financeiras.

- f) Investimentos em outras empresas, avaliados ao valor justo, o qual é calculado conforme cotações de preço publicadas em mercado ativo, para os ativos classificados como nível 1, e apurado por meio de modelo de avaliação comparativa para os ativos classificados como nível 2.
- g) Utilizado como premissa básica o custo da última captação realizada pela Companhia, IPCA + *Spread* de 4,8165%, para desconto do fluxo de pagamentos esperado.
- h) Utilizada como premissa a comparação com o título Notas do Tesouro Nacional - NTN-B, de longo prazo e pós-fixado, a NTN-B Principal com vencimento em 15.08.2026, que paga em torno de 3,09% a.a. mais IPCA.
- i) Créditos a receber relacionados ao contrato de concessão de prestação de serviço de geração de energia elétrica em regime de cotas, tendo seu valor justo calculado pelo fluxo de entradas de caixa esperado, descontado à taxa estipulada no edital do leilão nº 12/2015 Aneel (9,04%).
- j) Calculado conforme cotação do Preço Unitário - PU em 31.12.2020, obtido junto à Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiros e de Capitais - Anbima, líquido do custo financeiro a amortizar.
- k) Utilizada a taxa de desconto real e líquida, de 8,64% 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.

Exposição ao risco de crédito	31.12.2020	Reapresentado
		31.12.2019
Caixa e equivalentes de caixa (a)	3.222.768	2.941.727
Títulos e valores mobiliários (a)	300.530	282.081
Cauções e depósitos vinculados (a)	133.718	98.580
Clientes (b)	3.819.680	3.182.567
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (c)	1.392.624	1.350.685
Ativos financeiros setoriais (d)	346.930	473.989
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (e)	1.149.934	1.161.203
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (f)	671.204	647.984
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (g)	81.202	69.182
Outros investimentos temporários (h)	22.385	27.734
	11.140.975	10.235.732

- a) A Companhia administra o risco de crédito sobre esses ativos, considerando sua política em aplicar praticamente todos os recursos em instituições bancárias federais. Excepcionalmente, por força legal e/ou regulatória, a Companhia aplica recursos em bancos privados considerados de primeira linha.

- b)** Risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Tal risco está diretamente relacionado a fatores internos e externos à Copel. Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia atua na gestão de contas a receber, detectando as classes de consumidores com maior possibilidade de inadimplência, implementando políticas específicas de cobrança e/ou exigência de garantias financeiras e suspendendo o fornecimento e/ou o registro de energia e a prestação do serviço, conforme estabelecido em contrato e normas regulamentares.
- c)** A Administração considera o risco desse crédito reduzido, visto que as amortizações são garantidas com recursos provenientes de dividendos.
- d)** A Administração considera reduzido o risco desse crédito, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, correspondente aos custos não recuperados por meio de tarifa.
- e)** A Administração considera reduzido o risco desse crédito visto, que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, referente aos investimentos em infraestrutura não recuperados por meio da tarifa.
- f)** A Administração considera 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.
- 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 os próximos 3 anos. A partir de 2025, repetem-se os indicadores de 2024 até o horizonte da projeção.

	Juros (a)	Menos 1 mês	1 a 3 mês	3 meses a 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
31.12.2020							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 21	29.274	197.056	669.153	1.570.564	1.868.504	4.334.551
Debêntures	NE nº 22	335.121	47.686	1.723.107	4.953.679	1.020.581	8.080.174
Contas a pagar vinculadas à concessão	Taxa de retorno + IGP-M e IPCA	7.220	14.444	68.504	429.573	1.570.984	2.090.725
Fornecedores	-	2.034.872	309.329	26.248	66.003	-	2.436.452
PIS e Cofins a restituir para consumidores	-	-	-	121.838	3.805.985	-	3.927.823
Pert	Selic	4.220	8.456	38.426	225.206	270.982	547.290
Passivos financeiros setoriais	Selic	15.752	31.585	143.906	-	-	191.243
		2.426.459	608.556	2.791.182	11.051.010	4.731.051	21.608.258

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

Conforme divulgado nas NEs nºs 21.5 e 22.3, a Companhia e suas controladas têm empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas contratuais restritivas (*covenants*) que podem exigir a antecipação do pagamento dessas obrigações.

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 Companhia mantém monitoramento permanente dessas flutuações.

Análise de sensibilidade do risco cambial - dólar

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.

A avaliação dos instrumentos financeiros considera os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das demonstrações financeiras, conforme sugerido pelo IFRS 7 - Instrumentos Financeiros: Evidenciação. Baseado na posição patrimonial e no valor nominal dos instrumentos financeiros em aberto em 31.12.2020, estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela abaixo, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

Para o cenário base foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras e para o cenário provável considerou-se o saldo com a variação da taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$ 5,15) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2021 do Relatório Focus do Bacen. Adicionalmente, a Companhia mantém o acompanhamento dos cenários 1 e 2, que consideram deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico.

Risco cambial	Risco	Base	Cenários projetados		
		31.12.2020	Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Caução STN (garantia de empréstimo STN)	Baixa do dólar	133.521	(1.200)	(34.280)	(67.360)
		133.521	(1.200)	(34.280)	(67.360)
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos - STN	Alta do dólar	(140.337)	1.261	(33.508)	(68.277)
Fornecedores					
Eletrobras (Itaipu)	Alta do dólar	(288.640)	2.594	(68.918)	(140.429)
Aquisição de gás	Alta do dólar	(38.574)	347	(9.210)	(18.767)
		(467.551)	4.202	(111.636)	(227.473)

b) Risco cambial - euro

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de flutuações nas taxas de câmbio com reflexos no valor justo das operações com instrumentos financeiros derivativos de compra a termo de moeda sem entrega física (NDF - *Non Deliverable Forward*). Estes derivativos foram contratados tendo em vista que nos contratos de fornecimento dos aerogeradores das empresas do complexo eólico Jandaíra, controladas pela Copel GeT, estão previstas parcelas de desembolso em Euro. Eventuais ganhos e perdas são reconhecidos no resultado da Companhia.

Baseado nos valores nominais de 15,5 milhões de euros, em aberto em 31.12.2020, o valor justo foi estimado pela diferença entre os valores contratados nos respectivos termos e as cotações futuras da moeda (taxas referenciais da B3), trazidos a valor presente pela taxa pré na mesma data. O saldo ativo, registrado em 31.12.2020, está apresentado na NE nº 12. O saldo passivo, em 31.12.2019, está apresentado na NE nº 28.

Análise de sensibilidade sobre as operações com instrumentos financeiros derivativos

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto da exposição à variação da cotação do Euro (€).

Para o cenário base foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras e para o cenário provável consideraram-se os saldos atualizados com as cotações futuras da moeda (taxas referenciais da B3 em 26.02.2021) trazidos a valor presente pela taxa pré na mesma data.. Adicionalmente, a Companhia mantém o acompanhamento dos cenários 1 e 2, que consideram a elevação ou queda de 25% e 50% nas cotações futuras aplicadas sobre o cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico.

	Variação na taxa cambial	Base 31.12.2020	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ganhos (perdas) em operações com instrumentos financeiros derivativos	Elevação	23.308	29.230	56.504	83.186
	Queda	23.308	29.230	3.140	(23.541)

c) Risco de taxa de juros e variações monetárias

Risco de a Companhia incorrer em perdas, por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores, que diminuam as receitas financeiras ou aumentem as despesas financeiras relativas aos ativos e passivos captados no mercado.

A Companhia não celebrou contratos de derivativos para cobrir este risco, mas vem monitorando continuamente as taxas de juros e indexadores de mercado, a fim de observar eventual necessidade de contratação.

Análise de sensibilidade do risco de taxa de juros e variações monetárias

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto de taxas de juros pós-fixadas e de variações monetárias sobre seus ativos e passivos financeiros expostos a tais riscos.

A avaliação dos instrumentos financeiros considera os possíveis efeitos no resultado e patrimônio líquido frente aos riscos avaliados pela Administração da Companhia na data das demonstrações financeiras, conforme sugerido pelo IFRS 7 - Instrumentos Financeiros: Evidenciação. Baseado na posição patrimonial e no valor nominal dos instrumentos financeiros em aberto em 31.12.2020, estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela abaixo, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

Para o cenário base foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras e para o cenário provável consideraram-se os saldos com a variação dos indicadores: CDI/Selic - 4,00%, IPCA - 3,98%, IGP-DI - 6,85%, IGP-M - 8,98% e TJLP - 4,98%, previstos na mediana das expectativas de mercado para 2021 do Relatório Focus do Bacen, exceto a TJLP, que considera a projeção interna da Companhia. Adicionalmente, a Companhia mantém o acompanhamento dos cenários 1 e 2, que consideram deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico

Risco de taxa de juros e variações monetárias	Risco	Base	Cenários projetados		
		31.12.2020	Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	300.530	12.023	9.014	6.011
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/Selic	197	8	6	4
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	Baixa IGP-DI	1.392.624	95.395	71.546	47.697
Ativos financeiros setoriais	Baixa Selic	346.930	13.877	10.408	6.939
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	1.821.138	72.481	54.361	36.241
Contas a receber vinculadas à concessão de geração	Indefinido (a)	81.202	-	-	-
		3.942.621	193.784	145.335	96.892
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(640.177)	(25.607)	(32.009)	(38.411)
BNDES	Alta TJLP	(2.027.581)	(100.974)	(126.217)	(151.460)
BNDES	Alta IPCA	(273.379)	(10.880)	(13.601)	(16.321)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(83.936)	(4.180)	(5.225)	(6.270)
Caixa Econômica Federal	Alta TJLP	(165)	(8)	(10)	(12)
Outros	Sem Risco	(48.674)	-	-	-
Debêntures	Alta CDI/Selic	(5.174.803)	(206.992)	(258.740)	(310.488)
Debêntures	Alta IPCA	(1.550.339)	(61.703)	(77.129)	(92.555)
Debêntures	Alta TJLP	(112.677)	(5.611)	(7.014)	(8.417)
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(188.709)	(7.548)	(9.435)	(11.323)
Pert	Alta Selic	(459.303)	(18.372)	(22.965)	(27.558)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(678.436)	(60.924)	(76.154)	(91.385)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(53.428)	(2.126)	(2.658)	(3.190)
		(11.291.607)	(504.925)	(631.157)	(757.390)

(a) Avaliação do risco ainda carece de regulamentação por parte do Poder Concedente.

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. No primeiro trimestre de 2020, os reservatórios do Nordeste e Norte tiveram boas recuperações em seus níveis, o que praticamente reduz a zero o risco de racionamento nestes subsistemas. Como o sistema é interligado, os subsistemas do Sul e do Sudeste/Centro-Oeste, apesar de estarem em níveis armazenamentos menores, também acabam por ter baixo risco de falta de energia uma vez que podem fazer uso da energia armazenada nos outros dois subsistemas.

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 2020-2024 - PEN 2020.

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 aflúências registradas desde 2014, bem como problemas com atrasos na expansão do sistema de transmissão tiveram como consequência baixos valores de GSF, resultando em fortes perdas para as empresas detentoras de empreendimentos hidroelétricos participantes do MRE.

Para as usinas com contratos no Ambiente de Contratação Livre - ACL, a principal forma de gerenciar o risco de GSF baixo é não comprometer toda a GF com contratos, abordagem atualmente adotada pela Companhia.

Para os contratos no ACR, a Lei nº 13.203/2015 permitiu aos geradores contratarem seguro da carga, mediante pagamento de um prêmio de risco. A Copel adotou esta abordagem para proteção dos contratos vinculados a energia produzida pelas UHEs Mauá, Santa Clara, Fundão, Baixo Iguaçu, Colíder e PCH Cavernoso II.

Para o segmento de distribuição, os efeitos do GSF são percebidos nos custos associados às cotas de Itaipu, de Angra e das usinas cujas concessões foram renovadas de acordo com a Lei 12.783/2013, bem como nos custos dos contratos por disponibilidade celebrados com usinas térmicas. Trata-se, contudo, de um risco financeiro, uma vez que é garantida a neutralidade das despesas com a compra de energia, por meio de repasse tarifário.

35.2.6 Risco de não prorrogação das concessões de geração e transmissão

A prorrogação das concessões de geração e transmissão de energia, alcançadas pela Lei nº 9.074/1995, era disciplinada pela Lei nº 12.783/2013, a qual foi alterada pela Lei nº 14.052 de 08 de setembro de 2020, quanto ao prazo para solicitação de prorrogação de concessões.

De acordo com a nova lei, a concessionária deve solicitar a prorrogação da concessão com antecedência mínima de 36 meses da data final do contrato ou ato de outorga para usinas de geração de energia hidrelétrica e empreendimentos de transmissão de energia elétrica, e de 24 meses, para as usinas de geração termelétrica. O Poder Concedente poderá antecipar os efeitos da prorrogação em até 60 meses do advento do termo contratual ou do ato de outorga, inclusive, definindo a tarifa ou as receitas iniciais para os empreendimentos de geração (RAG – Receita Anual de Geração) e transmissão (RAP – Receita Anual Permitida).

As concessões de geração de energia hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 anos. As concessões de geração de energia termelétrica têm o prazo de prorrogação limitado a 20 anos.

Em 2019 foi publicado o Decreto nº 10.135/2019 que regulamentou a outorga dos contratos de concessão no setor elétrico associada à privatização por meio de alienação do controle de titular de concessão de serviço público de geração de energia elétrica, tendo como um dos condicionantes a alteração do regime de exploração para Produtor Independente de Energia - PIE. De acordo com o Decreto, a manifestação de alienação da concessão deverá ocorrer em até 42 meses do advento do termo contratual e a eventual alienação em até 18 meses do final da concessão. Se não ocorrer a alienação do controle do empreendimento dentro do prazo determinado, a usina deverá ser licitada pelo poder concedente podendo a mesma concessionária participar do leilão, caso reúna as condições de habilitação.

A Copel possui 5 usinas com o vencimento da concessão nos próximos 5 anos.

Para a Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Rocha Netto - UHE GBM (1676 MW), que terá sua concessão vencida em 2023, a Companhia não manifestou interesse pela prorrogação da concessão tendo em vista que estudos internos demonstraram que a prorrogação mediante alteração do regime de exploração antecipado seria desvantajosa econômica e financeiramente em relação a exploração da usina no atual regime, até o seu vencimento. Em 03.03.2020, a Copel GeT transferiu a concessão da UHE GBM para a subsidiária F.D.A. Geração de Energia Elétrica S.A. com o objetivo de, caso os estudos realizados pela Copel GeT apontem para a vantajosidade da operação, alienar o controle desta concessionária e, desta forma, possibilitar uma nova outorga pelo prazo de 30 anos.

Com relação à UHE São Jorge, cuja concessão vence em 2024, a Copel não manifestou interesse na renovação e pretende, ao final da concessão, solicitar à Aneel a conversão da outorga em registro.

Em relação a concessão da UTE Figueira, vencida em março de 2019, a Companhia aguarda a conclusão do processo, que se encontra em trâmite na Aneel e no MME, para celebração de eventual Termo Aditivo. A usina encontra-se em processo de modernização e terá como benefícios diretos a melhora na eficiência energética e a redução das emissões de poluentes na atmosfera, em comparação a antiga planta.

Conforme a nova lei, a Companhia poderá se manifestar sobre a intenção em prorrogar a concessão da UHE Apucarantina até outubro de 2022 e das UHEs Guaricana e Chaminé até agosto de 2023. Caso a Companhia não manifeste interesse pela prorrogação no atual regime, as concessões, ao seu termo, deverão ser devolvidas ao Poder Concedente.

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

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

O quinto termo aditivo ao contrato de concessão nº 46/1999 da Copel DIS impõe condicionantes de eficiência econômico-financeira e indicadores que consideram a duração e a frequência das interrupções do serviço (DECi e FECi). O descumprimento das condições acarretará a extinção da concessão (cláusula décima oitava, subcláusula primeira), respeitadas as disposições do contrato, particularmente o direito à ampla defesa e ao contraditório.

Indicadores e penalidades

Ano	Indicador	Critérios	Penalidades
Até 2020	Eficiência econômico-financeira e de qualidade	2 anos consecutivos ou ao final do período de 5 anos (2020)	Extinção da concessão
	Indicadores de qualidade	2 anos consecutivos ou 3 vezes em 5 anos	Limitação de distribuição de dividendos e JCP
	Eficiência econômico-financeira	no ano base	Aporte de capital (a) Limitação de distribuição de dividendos e JCP <u>Regime restritivo de contratos com partes relacionadas</u>
A partir do 6º ano (2021)	Eficiência econômico-financeira	2 anos consecutivos	Extinção da concessão
	Indicadores de qualidade	3 anos consecutivos	

(a) Em até 180 dias contados do término de cada exercício social, na totalidade da insuficiência que ocorrer para o alcance do Parâmetro Mínimo de Sustentabilidade Econômica e Financeira.

Metas definidas à Copel Distribuição nos primeiros cinco anos após a prorrogação do contrato de concessão

Ano	Gestão Econômico-Financeira	Realizado	Qualidade - limites ^(a)		Qualidade - realizado	
			DECi ^(b)	FECi ^(b)	DECi	FECi
2016			13,61	9,24	10,80	7,14
2017	LAJIDA ≥ 0 ^(c)	661.391	12,54	8,74	10,41	6,79
2018	LAJIDA (-) QRR ≥ 0 ^(d)	550.675	11,23	8,24	10,29	6,20
2019	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} $\leq 1 / (0,8 * SELIC)$ ^(e)	822.386	10,12	7,74	9,10	6,00
2020	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} $\leq 1 / (1,11 * SELIC)$ ^(e)		9,83	7,24	7,81	5,55

(a) Conforme NT 0335/2015 Aneel.

(b) DECI - Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora; e FECi - Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora.

(c) Lajida regulatório ajustado por eventos não recorrentes (PDV, benefício pós emprego, provisões e reversões) conforme subcláusula sexta, anexo III, do Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão.

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

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

35.2.8 Risco de não prorrogação da concessão de distribuição de gás

Em caso de extinção da concessão por término do prazo contratual, 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 a aquisição de energia deve ser em volume necessário para o atendimento de 100% do mercado da distribuidora.

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

Nos últimos anos o segmento de distribuição esteve exposto a um cenário de sobrecontratação generalizada, na medida em que a maioria das empresas apurou nível de contratação superior a 105%. Entendendo que vários dos fatores que contribuíram para esta situação são extraordinários e inevitáveis por parte das distribuidoras, tais como a alocação compulsórias de cotas de garantia física, a migração massiva de consumidores para o mercado livre e mais recentemente, em 2020, os efeitos no mercado das medidas governamentais de isolamento social implementadas no combate a pandemia do coronavírus Sars-CoV-2 (Covid-19), que acarretou significativa retração no mercado das concessionárias de distribuição, a Aneel e o MME implementaram uma série de medidas visando a mitigação da sobrecontratação.

Em relação à contratação de 2020, os cenários de oferta e demanda apontam a ocorrência de sobrecontratação de 105,5% pela Copel Distribuição. Não obstante, considerando que esta situação decorre, principalmente, da migração de consumidores para o mercado livre e da redução de carga pela pandemia de Covid-19, considera-se que a Companhia mantém preservada a garantia de neutralidade, uma vez que estes fatores são passíveis do reconhecimento de sobrecontratação involuntária.

35.2.10 Risco quanto à escassez de gás

O mercado de gás natural no Paraná é composto pelos consumidores da Compagás (mercado não termelétrico) e pela Usina Termelétrica de Araucária (UEG Araucária). Este mercado atualmente é suprido por contratos com a Petrobras que utiliza a infraestrutura de transporte do gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol). A Compagás possui contrato de suprimento de gás natural até dezembro de 2023, gás este proveniente da Bolívia, e realizará uma nova chamada pública para consulta ao mercado sobre propostas para suprimento de gás natural a partir de janeiro de 2022. Já a UEG Araucária negocia contratos de gás natural de curta duração por não ter energia elétrica gerada contratada no ambiente regulado.

Na atual conjuntura do setor de gás natural no Brasil, tem-se o programa Novo Mercado de Gás coordenado pelo Ministério de Minas e Energia em conjunto com a Casa Civil da Presidência da República, o Ministério da Economia, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica, a Agência Nacional do Petróleo e a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, cuja finalidade é a abertura do mercado de gás natural de forma a torná-lo dinâmico, competitivo, integrado com o setor elétrico e industrial, com uma regulação aperfeiçoada.

No âmbito do Novo Mercado de Gás, a oferta de gás natural já demonstra crescimento e diversificação, tendo-se como alternativas a importação de gás da Bolívia, importação de gás natural liquefeito (GNL) que possui grande oferta mundial, utilização de gás natural explorado em bacias *onshore* e maior aproveitamento de gás natural do pré-sal o qual possui grandes volumes a serem explorados.

Em relação à malha de transporte, as mudanças na regulação para possibilitar o acesso de novos agentes, as chamadas públicas oportunamente realizadas pela TBG (transportador do Gasbol) que tem como finalidade o estabelecimento de regime de contratação de capacidade no gasoduto e o Plano Indicativo de Gasodutos (PIG) coordenado pela EPE, dão uma visão de melhor estruturação do setor e planejamento adequado para atendimento às demandas atuais e futuras, ainda que para estas últimas sejam necessários investimentos.

Uma eventual escassez no fornecimento de gás poderia implicar em prejuízos à Copel em razão de redução de receita com o serviço de distribuição de gás natural pela Compagás, bem como de eventual penalização advinda do descumprimento das obrigações constantes no contrato de concessão. Além disso, neste cenário a UEG Araucária provavelmente seria mantida fora de operação. No entanto, considera-se baixo este risco tendo em vista a conjuntura do Novo Mercado de Gás.

35.2.11 Risco de não performance dos empreendimentos eólicos

Os contratos de compra e venda de energia por fonte eólica estão sujeitos às cláusulas de performance, as quais preveem uma geração mínima anual e quadrienal da garantia física comprometida no leilão. Os empreendimentos estão sujeitos a fatores climáticos associados às incertezas da velocidade de vento. O não atendimento do que está disposto no contrato pode comprometer receitas futuras da Companhia. Em 31.12.2020 o saldo consolidado registrado no passivo referente a não *performance* está demonstrado na NE nº 28.

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

A Companhia opera no mercado de compra e venda de energia com objetivo de alcançar resultados com as variações do preço de energia, respeitados os limites de risco pré-estabelecidos pela Administração. Esta atividade, portanto, expõe a Companhia ao risco do preço futuro da energia.

As operações de compra e venda de energia futuras são reconhecidas pelo valor justo por meio do resultado, tendo como base a diferença entre o preço contratado e o preço de mercado das operações na data do balanço.

Baseado nos valores nominais de R\$ 6.065.065 para contratos de compra e de R\$ R\$ 6.634.447 para contratos de venda de energia elétrica, em aberto em 31.12.2020, o valor justo foi estimado utilizando os preços definidos internamente pela Companhia na última semana de dezembro de 2020, 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 31.12.2020, ajustada pelo risco de crédito e pelo risco adicional de projeto.

Os saldos patrimoniais, referentes à estas transações em aberto em 31.12.2020, estão abaixo apresentados.

	Ativo	Passivo	Saldo líquido
Circulante	51.359	(35.298)	16.061
Não circulante	638.172	(308.108)	330.064
	689.531	(343.406)	346.125

Análise de sensibilidade sobre as operações de compra e venda de energia

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto de mudanças nos preços futuros. Para o cenário base foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras e para o cenário provável consideraram-se os saldos atualizados com a curva de preços de mercado e taxa NTN-B. Adicionalmente, a Companhia mantém o acompanhamento dos cenários 1 e 2, que consideram elevação ou queda de 25% e 50%, aplicadas sobre os preços futuros considerados no cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico.

	Variação no preço	Base 31.12.2020	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ganhos (perdas) não realizados em operações de compra e venda de energia	Elevação	346.125	332.741	356.496	380.117
	Queda	346.125	332.741	309.255	285.635

35.2.13 Risco de contraparte no mercado de energia

O mercado livre de energia ainda não possui uma contraparte garantidora de todos os contratos (*clearing house*), de modo que o risco de *default* é bilateral. Desta forma, a Companhia está exposta ao risco de falha na entrega da energia contratada pelo vendedor. Na ocorrência de falha na entrega, a Companhia é obrigada a adquirir energia ao preço do mercado de curto prazo, podendo incorrer ainda em penalidades regulatórias e mesmo em perda do valor pago.

A Companhia possui uma política que impõe limites para as operações possíveis com cada contraparte, após análise de sua capacidade financeira, maturidade e histórico.

Adicionalmente, mesmo que nossa política seja mais restritiva, e as contrapartes apresentem boa situação financeira, a Companhia está exposta a eventos sistêmicos em que o *default* de um agente acabe afetando outras comercializadoras, num "efeito dominó", até chegar a contrapartes da Companhia.

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 doze meses. O limite corporativo estabelecido nas escrituras de dívida prevê a manutenção anual do índice abaixo de 3,5, sendo que a eventual expectativa de não conformidade daquele indicador enseja ações por parte da Administração no intuito de corrigir o curso das apurações até o final de cada exercício.

Em 31.12.2020, o índice realizado está demonstrado a seguir:

	31.12.2020	31.12.2019
Empréstimos e financiamentos	3.188.531	3.142.383
Debêntures	6.757.481	8.429.710
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(3.222.768)	(2.941.727)
(-) Títulos e valores mobiliários (circulante)	(1.465)	(3.112)
(-) Títulos e valores mobiliários (não circulante) - garantias de contratos de dívidas	(175.901)	(121.617)
(-) Caução STN	(133.521)	(98.433)
Dívida líquida ajustada	6.412.357	8.407.204
Lucro líquido de operações em continuidade	3.834.172	2.062.869
Equivalência patrimonial	(193.547)	(106.757)
IRPJ e CSLL diferidos	24.896	205.771
Provisão para IRPJ e CSLL	1.260.469	433.555
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	(866.271)	488.486
Depreciação e Amortização	1.009.913	1.093.836
Ebitda ajustado	5.069.632	4.177.760
Dívida Líquida Ajustada / Ebitda ajustado	1,26	2,01

35.3.1 Endividamento em relação ao patrimônio líquido:

Endividamento	31.12.2020	31.12.2019
Empréstimos e financiamentos	3.214.249	3.168.710
Debêntures	6.837.819	8.540.366
(-) Caixa e equivalentes de caixa	3.222.768	2.941.727
(-) Títulos e valores mobiliários	300.530	282.081
Dívida líquida	6.528.770	8.485.268
Patrimônio líquido	20.250.518	17.598.212
Endividamento em relação ao patrimônio líquido	0,32	0,48

36 Transações com Partes Relacionadas

Parte Relacionada / Natureza da operação	Ativo		Passivo		Receita			Custo / Despesa		
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Controlador										
Estado do Paraná - dividendos			749.338	190.664	-	-	-	-	-	-
Repasso CRC (NE nº 8)	1.392.624	1.350.685	-	-	341.964	184.229	188.797	-	-	-
Programa Luz Fraterna (a)	6.682	7.478	-	-	-	-	-	-	-	-
Programa Tarifa Rural Noturna (a)	8.168	7.639	-	-	-	-	-	-	-	-
Programa Morar Bem Paraná (a)	1.057	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Empregados cedidos (b)	87	33	-	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de telecomunicações (c)	13.686	16.278	-	-	43.248	43.011	41.375	-	-	-
Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar (c) (d)	2	10	855	705	48	58	54	(8.573)	(7.087)	(1.559)
Entidades com influência significativa										
BNDES e BNDESPAR - dividendos (e)			568.315	130.204	-	-	-	-	-	-
Financiamentos (NE nº 21)	-	-	2.314.166	2.231.409	-	-	-	(151.850)	(175.461)	(131.379)
Debêntures - Compagás (NE nº 22)	-	-	5.890	11.783	-	-	-	(1.681)	(1.194)	(2.625)
Debêntures - eólicas (NE nº 22) (f)	-	-	239.249	253.877	-	-	-	(25.891)	(28.240)	(30.316)
Entidade controlada pelo Estado do Paraná										
Sanepar (c) (g)	223	294	582	311	4.956	4.710	4.200	(6.598)	(5.852)	(5.227)
Utilização de água retirada de reservatórios de usinas	-	-	-	-	620	480	-	-	-	-
Empreendimentos controlados em conjunto										
Voitália São Miguel do Gostoso - mútuo							294	-	-	-
Dividendos	1.032	1.032	-	-	-	-	-	-	-	-
Caiuá Transmissora de Energia (c) (h) (i) (j)	261	256	1.401	1.512	3.114	2.792	4.250	(16.267)	(14.233)	(14.869)
Dividendos	4.443	4.443	-	-	-	-	-	-	-	-
Integração Maranhense Transmissora (i) (j)	-	-	160	161	-	-	-	(2.029)	(1.938)	(1.797)
Dividendos	3.806	4.306	-	-	-	-	-	-	-	-
Matrinchá Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	959	829	-	-	-	(11.259)	(10.137)	(9.514)
Dividendos	34.460	31.793	-	-	-	-	-	-	-	-
Guaraciaba Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	436	383	-	-	-	(5.348)	(4.853)	(4.475)
Dividendos	16.281	14.846	-	-	-	-	-	-	-	-
Paranaíba Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	649	638	-	-	-	(8.141)	(6.514)	(6.595)
Dividendos	-	5.962	-	-	-	-	-	-	-	-
Cantareira Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	468	467	-	-	-	(5.912)	(5.403)	(1.618)
Dividendos	6.547	7.286	-	-	-	-	-	-	-	-
Mata de Santa Genebra Transmissão (i) (j) (k)	4.034	2.035	990	10	17.636	16.449	6.600	(7.636)	(340)	-
Coligadas										
Dona Francisca Energética S.A. (l)	13	40	1.436	1.436	162	145	-	(17.078)	(16.905)	(16.903)
Dividendos	97	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Foz do Chopim Energética Ltda. (c) (m)	216	209	-	-	2.675	2.538	2.668	-	-	-
Sercomtel S.A. Telecomunicações (n)	-	4.436	-	-	8.299	8.354	8.051	(4)	(21)	(4)
Pessoal chave da administração										
Honorários e encargos sociais (NE nº 32.2)	-	-	-	-	-	-	-	(21.935)	(25.860)	(27.368)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 23.3)	-	-	-	-	-	-	-	(1.116)	(1.560)	(1.725)
Outras partes relacionadas										
Fundação Copel (c)	40	9	-	-	315	285	299	-	-	-
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	1.836	14.662	-	-	-	(1.285)	(2.520)	(15.396)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 23.3)	-	-	1.493.614	1.194.936	-	-	-	-	-	-
Lactec (c) (o)	5	4	2.747	1.507	771	746	-	(2.702)	(2.787)	(4.026)
Tecpar (c) (p)	11	9	-	-	862	81	68	-	-	-
Celepar (c) (q)	4	15	2	21	51	112	85	(50)	(5)	-

a) O Programa Luz Fraterna, instituído e alterado pelas leis estaduais nºs 491/2003 e 17.639/2013, estabelece o pagamento do consumo de energia elétrica para beneficiar famílias de baixa renda, residentes no Estado do Paraná, cujos imóveis - unidades consumidoras - sejam utilizados exclusivamente para fins residenciais, seja em área urbana ou rural, e preenchem os requisitos estabelecidos nos artigos 3.º e 4.º desta lei.

Em março de 2018 foi quitado o montante de R\$ 159.274. Sobre o valor do principal houve incidência de juros, multa e atualização monetária, no total de 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, este valor não foi contabilizado, em atendimento ao que dispõem as normas contábeis vigentes. Considerando o tratamento tributário a ser aplicado, conforme determina a Receita Federal do Brasil na Instrução Normativa nº 1.753/2017, a Companhia efetuou a tributação sobre essa receita.

A Administração reforça que está envidando todos os esforços necessários e tomando todas as medidas cabíveis para preservação dos interesses da Companhia.

O Programa Tarifa Rural Noturna do Governo do Estado do Paraná é regulamentado pelo Decreto nº 1.288, de 30.04.2019. Esse programa prevê o pagamento pelo Governo Estadual, à Copel Distribuição, do valor correspondente a 60% da tarifa de energia elétrica ativa e dos encargos decorrentes desse serviço, inclusive adicional de bandeira tarifária, da propriedade dos consumidores beneficiários, compreendido no período considerado como consumo noturno.

O Programa Morar Bem Paraná foi instituído pelo Decreto n.º 2845/2011, sendo um convênio entre o Governo do Estado, a Companhia de Habitação do Paraná - Cohapar e a Copel, cuja gestão é realizada pela Cohapar. A principal atribuição da Copel neste convênio é a construção das redes de distribuição de energia elétrica e das entradas de serviços das unidades consumidoras dos conjuntos habitacionais.

- b)** Ressarcimento do valor correspondente a remuneração e encargos sociais de empregados cedidos ao Estado do Paraná. Os saldos apresentados são líquidos de Perdas de crédito esperadas.
- c)** Receita da Copel TEL proveniente de serviços de telecomunicações e arrendamentos de equipamentos e infraestrutura. Os saldos apresentados são líquidos de Perdas de crédito esperadas.
- d)** O Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar é uma unidade complementar do Serviço Social Autônomo Paraná Tecnologia, vinculado à Secretaria de Estado da Ciência, Tecnologia e Ensino Superior. O Simepar mantém contratos com a Companhia de prestação de serviços de previsão do tempo, laudos meteorológicos, análise de ampacidade, mapeamento e análise de ventos e descargas atmosféricas.
- e)** O BNDES é controlador da BNDES Participações S.A. - BNDESPAR, que possui ações da Copel (NE nº 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.
- g)** Saneamento básico prestado pela Sanepar.
- h)** Contrato de prestação de serviços de operação e manutenção prestados pela Copel GeT, com vencimento em 09.05.2021. Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT firmado pela Copel DIS, com vencimento até a extinção da concessão da distribuidora ou da transmissora, o que ocorrer primeiro.

- i)** Encargos de uso do sistema de transmissão devidos pela Copel GeT, UEG Araucária e parques eólicos.
- j)** A Copel DIS mantém Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - Cust com o ONS e com as concessionárias de transmissão de energia, o qual tem por objeto a contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão - Must. A contratação é de caráter permanente e é regulamentada pela Resolução Normativa Aneel nº 666/2015. Os montantes são definidos para os quatro anos subsequentes, com revisões anuais.
- k)** Contratos firmados pela Copel GeT: operação e manutenção, com vencimento em 1º.02.2023, prestação de serviços de engenharia do proprietário, assessoria e consultoria, encerrado em novembro de 2020, e compartilhamento de instalações com vencimento em 1º.01.2043.
- l)** Contratos de conexão ao sistema de transmissão firmados pela Copel GeT, Costa Oeste e Marumbi, com vencimentos a partir de 17.08.2031 até 21.07.2048. Contrato de compra e venda de energia realizado pela Copel GeT, com vencimento em 31.03.2025.
- m)** Contratos firmados pela Copel GeT: operação e manutenção, com vencimento em 23.05.2025, e conexão ao sistema de transmissão, com vencimento em 1º.01.2043.
- n)** Os saldos contemplam os valores de receita e despesa de serviços de telecomunicações, decorrentes de contratos entre a Sercomtel S.A. Telecomunicações e a Copel TEL, bem como receita de contrato de compartilhamento de postes, realizado entre a Sercomtel S.A. Telecomunicações e a Copel DIS. Em dezembro de 2020 a Sercomtel foi vendida, conforme detalhado na NE nº 1.1.3, deixando de ser parte relacionada da Companhia, a partir de então.
- o)** O Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - Lactec é uma Organização da Sociedade Civil de Interesse Público - Oscip, na qual a Copel é uma associada. O Lactec mantém contratos de prestação de serviços e de pesquisa e desenvolvimento com a Copel GeT, UEGA e com a Copel DIS, submetidos a controle prévio ou a posteriori, com anuência da Aneel. A Copel COM presta serviços e vende energia ao instituto.
- p)** Contrato de venda de energia firmado entre a Copel COM e o Instituto de Tecnologia do Paraná - Tecpar (empresa pública do Governo do Estado que apoia a inovação e o desenvolvimento econômico e social do Paraná e do Brasil).
- q)** Contratos de prestação de serviços firmados com a Companhia de Tecnologia da Informação do Paraná - Celepar (sociedade de economia mista, integrante da administração indireta do Governo do Estado).

As transações relevantes com partes relacionadas estão demonstradas acima. As transações decorrentes das operações em ambiente regulado são faturadas de acordo com os critérios e definições estabelecidos pelos agentes reguladores e as demais transações são registradas de acordo com os preços de mercado praticados pela Companhia.

As subsidiárias diretas e indiretas da Copel têm contratos de compra e venda de energia de curto e longo prazo firmados entre si, realizados de acordo com os critérios e definições do ambiente regulado. Tanto os saldos das transações existentes em 31.12.2020 quanto os saldos dos compromissos são eliminados entre si quando da elaboração das Demonstrações Financeiras consolidadas da Companhia.

Adicionalmente, a Copel COM possui contratos de venda de energia firmados com a Assembleia Legislativa do Estado do Paraná, o Tecpar e o Lactec que totalizam o montante de R\$ 9.232 em compromissos de venda.

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 21 e 22.

A Copel forneceu garantias financeiras, na modalidade de carta fiança corporativa, para contratos de compra e transporte de energia elétrica efetuados pela Copel GeT e suas subsidiárias, no total de R\$ 4.307 (R\$ 4.005 em 31.12.2019) e efetuados pela Copel Energia, no total de R\$ 112.069 (R\$ 21.846 em 31.12.2019).

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 31.12.2020	% participação	Valor aval/fiança
(1) Caiuá Transmissora (a)	Financiamento	23.12.2013	15.02.2029	84.600	50.256	49,0	5.956
(2) Guaraciaba Transmissora	Financiamento	28.09.2016	15.01.2031	440.000	351.596	49,0	172.282
(3) Guaraciaba Transmissora	Debêntures	15.07.2018	15.12.2030	118.000	123.946	49,0	60.734
(4) Mata de Santa Genebra	Financiamento	30.11.2017	15.07.2033	1.018.500	1.112.282	50,1	557.253
(5) Mata de Santa Genebra	Debêntures	15.04.2019	15.11.2030	210.000	208.014	50,1	104.215
(6) Cantareira Transmissora de Energia (a)	Financiamento	28.12.2016	15.09.2032	426.834	431.366	49,0	28.175
(7) Cantareira Transmissora de Energia	Debêntures	09.01.2018	15.08.2032	100.000	99.732	49,0	48.869
							977.484

(a) Instrumento de garantia com valor fixo, conforme previsão contratual e manifestação formal da instituição financeira.

Instituição financeira financiadora: BNDES: (1) (2) (4) (6)

Destinação: programa de investimentos

Aval / Fiança: prestado pela Copel GeT: (1); prestado pela Copel: (2) (3) (4) (5) (6) (7).

Garantias da operação: penhor das ações de propriedade da Copel GeT nos empreendimentos.

Seguro Garantia de Fiel Cumprimento	Término da vigência	Importância segurada	% aval Copel GeT	Valor do aval
Matrinchá Transmissora	15.02.2029	90.000	49,0	44.100
Mata de Santa Genebra	28.02.2022	78.300	50,1	39.228
				83.328

37 Compromissos

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

	31.12.2020	31.12.2019
Contratos de compra e transporte de energia	132.879.053	137.279.155
Aquisição de ativo imobilizado		
Construção de linhas de transmissão e subestações	12.062	115.732
Construção das usinas do empreendimento eólico Jandaíra	330.257	-
Construção da PCH Bela Vista	23.717	111.481
Obras de telecomunicações	132.430	90.769
Aquisição de ativo para obras de distribuição de energia elétrica	978.189	428.441
Obrigações de compra de gás	655.422	859.211

38 Seguros

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

Apólice	Término da vigência	Importância segurada
Riscos Operacionais - UHE Baixo Iguaçu	30.05.2021	2.250.207
Riscos Operacionais - UHE Colíder	10.11.2021	2.166.984
Riscos Operacionais - Cutia e Bento Miguel	29.03.2022	2.016.287
Riscos Nomeados	24.08.2021	2.005.408
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	27.06.2021	914.610
Riscos Operacionais - UEG Araucária (a)	31.05.2021	882.035
Incêndio - imóveis próprios e locados	24.08.2021	800.636
Riscos Operacionais - UHE Governador Jayme Canet Junior	23.11.2021	799.290
Riscos Operacionais - Elejor	11.03.2022	763.007
Riscos Operacionais - São Bento	27.06.2021	571.848

(a) O valor da importância segurada de Riscos Operacionais - UEG Araucária foi convertido de dólar para real com a taxa do dia 31.12.2020, de R\$ 5,1967.

Além dos seguros relacionados, a Companhia e suas controladas contratam outras apólices de seguros com menores valores, tais como: seguro D&O, responsabilidade civil geral, garantia judicial e de pagamento, riscos diversos, seguro de vida, seguro aeronáutico e seguro de veículos. Os seguros de garantia contratados pelas controladas, pelos empreendimentos controlados em conjunto e pelas coligadas possuem como avalista a Copel e/ou a Copel GeT, no limite de sua participação em cada empreendimento.

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\$ 1.406.454 (R\$ 1.039.234 em 31.12.2019 e R\$ 813.450 em 31.12.2018). Deste valor, R\$ 104.834 (R\$ 48.068 em 31.12.2019 e R\$ 50.927 em 31.12.2018) correspondem ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do exercício.

De acordo com as informações constantes na NE nº 17.2, as aquisições de imobilizado totalizaram R\$ 273.823 (R\$ 551.162 em 31.12.2019 e R\$ 1.455.318 em 31.12.2018). Deste valor, R\$ 21.773 (R\$ 52.446 em 31.12.2019 e R\$ 71.454 em 31.12.2018) correspondem ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do exercício.

Conforme a NE nº 27.1, as adições e ajustes por remuneração ocorridos no direito de uso de ativos totalizaram R\$ 104.977 (R\$ 13.237 em 31.12.2019), sendo que tal reconhecimento teve como contrapartida a rubrica de passivo de arrendamentos.

Em dezembro de 2018, ocorreu a aquisição parcelada dos estudos e projetos denominados PCH Bela Vista e UHE Salto Grande, pelo valor de R \$ 19.461, junto à empresa Foz do Chopim Energética Ltda., Estando tal passivo registrado em contas a pagar a fornecedores. Em 2019, esta aquisição foi liquidada através de um confronto de contas com o dividendo a receber daquele fornecedor, que faz parte dos investimentos consolidados da Empresa como associada

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

40 Ativos mantidos para venda e operações descontinuadas

Em 15.07.2020, por meio do Fato Relevante 07/2020, a Copel comunicou a aprovação do desinvestimento de 100% da participação na Copel Telecomunicações pelo Conselho de Administração. Nesta ocasião também foi aprovado o início da etapa externa que englobou: (i) a abertura de um Virtual Data-Room (“VDR”) com informações detalhadas do desinvestimento; (ii) o envio do processo completo para análise pelo Tribunal de Contas do Estado do Paraná - TCE-PR; e (iii) o agendamento e realização de uma audiência pública virtual sobre o desinvestimento, a ser operacionalizada em conjunto com a B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão.

Em 16.09.2020, o Fato Relevante 10/2020 comunicou que o Conselho de Administração da Companhia autorizou a publicação do Edital do Leilão de Desinvestimento da Copel Telecomunicações com o preço mínimo do desinvestimento de R\$ 1.401.090 para o *Equity Value*. Nesta data a Administração entendeu que foram atendidos os critérios determinados pelo Pronunciamento Técnico IFRS 5 para classificar o ativo como mantido para venda e para a divulgação de uma operação como descontinuada.

Em 09.11.2020, ocorreu a sessão pública de Leilão relativa à alienação de 100% das ações de emissão da Copel Telecomunicações de titularidade da Companhia. O Bordeaux Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia foi declarado vencedor do certame, após apresentar a maior oferta, no valor de R\$ 2.395.000, representando um ágio de 70,94% em relação ao valor mínimo de arrematação.

Em 14.01.2021 foi celebrado o Contrato de Compra e Venda de Ações - CCVA com a Bordeaux Participações S.A., sociedade do grupo econômico do Bordeaux Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, vencedora do leilão. Conforme divulgado no Fato Relevante 02/21, a conclusão da operação de alienação está sujeita ao cumprimento das condições definidas no Edital e no CCVA que contemplam, dentre outras, as aprovações do Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE e da Agência Nacional de Telecomunicações - Anatel, processos estes que se encontram em andamento.

Destacamos que durante a realização dos estudos para alienação da Copel Telecomunicações foram identificados alguns ativos considerados estratégicos para a Copel Distribuição e para a Copel Geração e Transmissão, subsidiárias integrais da Copel, além de alguns outros ativos administrativos que serão mantidos na Copel, dentro da própria Copel ou de suas outras subsidiárias. Além disso, no processo de desinvestimento a Administração definiu que todos os empregados registrados na Copel Telecom serão realocados para as demais subsidiárias da Copel. Diante destas definições, tanto os saldos dos ativos que serão mantidos na Companhia quanto o total das obrigações com empregados e administradores, incluindo obrigações de benefício pós emprego e tributos diferidos associados, não foram reclassificados para as contas de ativos e os passivos associados classificados como mantidos para venda.

Apresentamos a seguir os saldos dos demais ativos e passivos que foram reclassificados, os quais são apresentados em linha específica do balanço patrimonial. Em atendimento à norma contábil, os saldos são mensurados pelos valores contábeis, tendo em vista que são inferiores aos valores justos menos as despesas de venda.

Ativos classificados como mantidos para venda	
Caixa e equivalentes de caixa	277.119
Clientes	60.543
Estoques	6.741
Tributos a recuperar e tributos diferidos	124.262
Depósitos judiciais	16.086
Imobilizado	716.924
Intangível	10.587
Direito de uso de ativos	11.247
Outros créditos	7.037
	1.230.546
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	
Fornecedores	16.916
Obrigações fiscais	35.426
Debêntures	657.590
Passivo de arrendamentos	11.740
Provisões para litígios	33.147
Outras contas a pagar	1.586
	756.405

Os ativos e passivos reclassificados fazem parte do segmento de telecomunicações que, com o desinvestimento da Copel Telecomunicações, será descontinuado na Copel.

Adicionalmente, o total de R\$ 74.437 referente aos passivos contingentes da Copel Telecomunicações (não contabilizados) foram desconsiderados na NE nº 29.2.

Portanto, as receitas, custos e despesas bem como a movimentação de fluxo de caixa resultantes desses ativos e passivos foram apresentadas em linhas separadas, como operação descontinuada, tanto na Demonstração de Resultados como na Demonstração dos Fluxos de Caixa e na Demonstração do Valor Adicionado.

Ressalta-se, ainda, que a partir de 1º.10.2020 foi cessada a depreciação e amortização dos ativos que serão vendidos, após a sua reclassificação para o ativo circulante, na linha de Ativos classificados como mantidos para venda, em atendimento ao que determina o IFRS 5.

Os valores decorrentes das operações descontinuadas estão apresentados nos quadros a seguir:

Demonstração de Resultados das Operações Descontinuadas	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Receita operacional líquida	355.843	375.028	384.316
Custos Operacionais	(100.684)	(296.028)	(128.780)
Lucro operacional bruto	255.159	79.000	255.536
Despesas com vendas	(31.244)	(31.286)	(43.295)
Despesas gerais e administrativas	(21.333)	(23.010)	(16.691)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	(50.518)	(136.310)	(52.686)
	(103.095)	(190.606)	(112.672)
Lucro (prejuízo) antes do res. financeiro e tributos	152.064	(111.606)	142.864
Resultado Financeiro	(33.378)	(33.122)	(24.905)
Lucro (prejuízo) operacional	118.686	(144.728)	117.959
Imposto de renda e contribuição social	(43.108)	36.335	(40.826)
Lucro líquido (prejuízo) do período	75.578	(108.393)	77.133
Demonstração dos Fluxos de Caixa das Operações Descontinuadas	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Lucro líquido do período	75.578	(108.393)	77.133
Ajustes ao lucro	282.914	419.093	209.218
Variações de ativos e passivos	(16.958)	(38.821)	(11.478)
Impostos e encargos pagos	(73.050)	(51.464)	(83.488)
Fluxo de caixa das atividades operacionais	268.484	220.415	191.385
Aquisições de imobilizado e intangível	(73.573)	(175.569)	(280.542)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(73.573)	(175.569)	(280.542)
Ingressos de debêntures emitidas	-	210.000	-
Amortizações empréstimos, debêntures e arrendamentos	(20.038)	(9.260)	(5.804)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(20.038)	200.740	(5.804)
Variação no caixa e equivalentes de caixa	174.873	245.586	(94.961)

41 Eventos subsequentes

41.1 Contrato de locação com a Fundação Copel de Previdência e Assistência Social

Em 22.02.2021, a Fundação Copel de Previdência e Assistência Social e a Copel assinaram novo contrato de locação, pela Copel, do imóvel situado na Rua José Izidoro Biazetto, nº 158, pelo prazo de 20 anos. O objetivo do contrato é a locação do referido imóvel acrescido de investimento em melhorias para adaptá-lo às novas necessidades da Companhia. O valor inicial do contrato é de R\$ 9.540 por ano e o valor total estimado para a duração do Contrato é de R\$ 224.513. O contrato será corporativo e seus custos rateados entre as seguintes empresas: Companhia Paranaense de Energia - Copel, Copel Geração e Transmissão S.A., Copel Distribuição S.A., Copel Telecomunicações S.A, Copel Comercialização S.A., e Copel Serviços S.A. A validade e a eficácia do contrato, para todos os efeitos, estarão sujeitas à prévia aprovação da Aneel, nos termos da Resolução Normativa nº 699/2016.

41.2 Incidente cibernético

Em janeiro de 2021, a Copel tomou conhecimento de que foi exposta a um incidente cibernético em seu ambiente de tecnologia da informação (“TI”) que interrompeu alguns sistemas e afetou parcialmente as operações administrativas da Companhia. A Copel envolveu os principais especialistas, inclusive externos, em segurança cibernética e controles gerais de TI, lançou um esforço abrangente de contenção e remediação, informou as autoridades competentes e iniciou uma investigação forense. Nas primeiras semanas de fevereiro de 2021, a Copel havia restabelecido todos os seus sistemas administrativos e retomado suas operações em todos os seus negócios.

O incidente cibernético não teve um impacto significativo no desempenho de receita dos negócios da Companhia relativo ao exercício findo em 31.12.2020, apesar de ter resultado em um pequeno atraso no faturamento nos primeiros dias de fevereiro de 2021 decorrentes de medidas preventivas para identificação do alcance do incidente. A despesa incremental incorrida em decorrência do incidente cibernético não foi material, inclusive não foi identificada provisão a reconhecer em 31.12.2020.

Em 1º.02.2021, com mais compreensão sobre o evento ocorrido, a Copel emitiu Comunicado ao Mercado nº 07/21, informando que parte dos seus sistemas estavam indisponíveis de maneira transitória, exceto os sistemas operacionais, que prestam serviços de fornecimento de energia e de telecomunicações, os quais continuaram operando sem interrupções.

A Copel executou procedimentos extensos para validar a exatidão e a integridade das informações e não foi identificado nenhum acesso ao ambiente computacional que concentra os sistemas ERP e de faturamento da Companhia, bem como em pastas e/ou arquivos com presença de dados pessoais sensíveis, de modo que não há nenhuma indicação de que a exatidão e a integridade das informações financeiras tenham sido afetadas como resultado do incidente.

41.3 Dividendo adicional proposto de reserva de lucros não capitalizadas

Em 11.03.2021, a Assembleia Geral aprovou a revisão do Estatuto Social da Companhia que contempla, dentre outras alterações, a possibilidade do Conselho de Administração deliberar sobre a distribuição de dividendos intermediários, dividendos intercalares ou de juros sobre o capital próprio com base nos lucros retidos, nas reservas de lucros e no lucro líquido do exercício em curso, registrados em demonstrações contábeis intermediárias semestrais ou trimestrais, desde que em conformidade com a política de dividendos e sem prejuízo da posterior ratificação da Assembleia Geral.

Em 17.03.2021, o Conselho de Administração aprovou a proposta da diretoria para pagamento de dividendos intermediários com base na reserva de retenção de lucros, conforme destacado na NE nº 30.4.1.

41.4 Reforma do estatuto social

Em 11.03.2021, a Assembleia Geral aprovou a reforma do Estatuto Social da Companhia, conforme Comunicado ao Mercado nº 08/21. Além da alteração já citada na NE nº 41.3, acima, a reforma também contemplou outras alterações que representam avanços em governança corporativa e, dentre elas, a aprovação do programa de Units da Companhia, que inclui o desdobramento de ações descrito na NE nº 30.1.

42 Informações financeiras individuais condensadas da Companhia Paranaense de Energia - Copel

Para atender os requisitos da Norma 12-04 do Regulamento S-X da Securities and Exchange Commission ("SEC"), a Administração incorporou as informações financeiras individuais condensadas da Companhia Paranaense de Energia - Copel nestas demonstrações financeiras, como parte do Formulário 20 - F. Estas informações foram preparadas considerando as mesmas políticas contábeis descritas nas NE nº 3 e 4 das demonstrações financeiras consolidadas da Empresa.

(a) Balanço Patrimonial em 31 de dezembro de 2020 e 2019

Ativos	31.12.2020	31.12.2019
Circulante		
Caixa e equivalentes de caixa	42.700	25.304
Títulos e valores mobiliários	90	90
Dividendos a receber	1.290.114	760.719
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	287.789	219.236
Outros créditos	1.025	1.068
Imposto de renda e contribuição social	12.171	5.876
Despesas antecipadas	150	95
Partes relacionadas	40.298	6.039
	1.674.337	1.018.427
Ativos classificados como mantidos para venda	758.742	-
	2.433.079	1.018.427
Não Circulante		
Outros investimentos temporários	22.385	27.734
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	1.104.835	1.131.449
Depósitos judiciais	125.738	124.219
Imposto de renda e contribuição social	7.443	7.444
Imposto de renda e contribuição social diferidos	117.682	123.951
Outros tributos a recuperar	282.132	154.364
Partes relacionadas	88.331	87.597
Outros créditos	140.337	108.983
	1.888.883	1.765.741
Investimentos	18.807.102	17.286.220
Imobilizado	2.725	1.143
Intangível	2.041	1.321
Ativo de Direito de Uso	962	271
	20.701.713	19.054.696
Total do Ativo	23.134.792	20.073.123

Passivo	31.12.2020	31.12.2019
Circulante		
Obrigações sociais e trabalhistas	16.759	8.437
Partes relacionadas	283.650	696
Fornecedores	3.184	3.956
Imposto de renda e contribuição social	-	1.811
Outras obrigações fiscais	952	120
Empréstimos e financiamentos	512.086	39.628
Debêntures	301.972	315.008
Dividendos a pagar	944.274	588.563
Benefícios pós-emprego	226	378
Passivo de arrendamentos	279	158
Outras contas a pagar	567	116
	2.063.949	958.871
Não Circulante		
Partes relacionadas	5.851	145
Outras obrigações fiscais	2.978	2.817
Empréstimos e financiamentos	266.682	746.075
Debêntures	499.317	797.713
Benefícios pós-emprego	9.929	8.658
Passivo de arrendamentos	707	125
Outras contas a pagar	1.936	1.434
Provisões para litígios	324.332	304.871
	1.111.732	1.861.838
Patrimônio líquido		
Capital social	10.800.000	10.800.000
Ajustes de avaliação patrimonial	353.349	591.927
Reserva legal	1.209.458	1.014.248
Reserva de retenção de lucros	6.088.855	4.846.239
Dividendo adicional proposto de reserva de lucros não capitalizadas	1.507.449	-
	19.959.111	17.252.414
Total do Passivo	23.134.792	20.073.123

(b) Demonstração do Resultado para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018

	12.31.2020	Reapresentado 12.31.2019	Reapresentado 12.31.2018
Receitas (Despesas) Operacionais			
Despesas gerais e administrativas	(79.762)	(59.907)	(67.292)
Outras receitas (despesas), líquidas	(24.423)	1.244	11.696
Resultado da equivalência patrimonial	3.551.254	2.177.629	1.258.213
	3.447.069	2.118.966	1.202.617
Lucro antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	3.447.069	2.118.966	1.202.617
Resultado financeiro			
Receitas financeiras	335.485	209.679	301.729
Despesas financeiras	(86.076)	(235.033)	(238.355)
	249.409	(25.354)	63.374
Lucro Operacional	3.696.478	2.093.612	1.265.991
Imposto de renda e contribuição social			
Imposto de renda e contribuição social	-	(21.195)	(2.083)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	127.503	5.850	44.993
	127.503	(15.345)	42.910
Lucro líquido do exercício	3.823.981	2.078.267	1.308.901
Operações descontinuadas			
Lucro líquido do período proveniente de operações descontinuadas	80.221	(88.321)	98.162
Lucro líquido do período	3.904.202	1.989.946	1.407.063
Lucro líquido proveniente de operações continuadas básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da empresa controladora - em reais			
Ações ordinárias	1,33430	0,72523	0,45683
Ações preferenciais classe "A"	1,76982	0,89086	0,50251
Ações preferenciais classe "B"	1,46773	0,79778	0,50251
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da empresa controladora - em reais			
Ações ordinárias	1,36229	0,69440	0,49109
Ações preferenciais classe "A"	1,80062	0,85790	0,54020
Ações preferenciais classe "B"	1,49852	0,76388	0,54020

Conforme descrito na NE nº 30.1, em 11.03.2021, a Assembleia Geral aprovou o desdobramento das ações da Companhia, na proporção de uma ação para dez ações, de forma que, para cada ação de emissão da Companhia, nove novas ações da mesma classe e tipo serão creditados. Os valores do lucro líquido por ação básico e diluído na tabela acima já consideram a nova quantidade de ações, após o desdobramento.

(c) **Demonstração do Resultado Abrangente para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018**

	12.31.2020	31.12.2019	31.12.2018
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	3.904.202	1.989.946	1.407.063
Outros resultados abrangentes			
Itens que não serão reclassificados para o resultado			
Ganhos (perdas) com passivos atuariais			
benefícios pós-emprego	(779)	(3.371)	(408)
benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial	(178.434)	(120.358)	(38.245)
Tributos sobre outros resultados abrangentes	265	1.146	139
Itens que poderão ser reclassificados para o resultado			
Perda com variação de participação em Controlada	-	(4.874)	-
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos	(178.948)	(127.457)	(38.514)
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO	3.725.254	1.862.489	1.368.549

(d) **Fluxo de Caixa para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018**

	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2018
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	761.050	688.443	653.230
Fluxo de caixa das atividades de investimento			
Aplicações financeiras	5.349	115.376	(124.254)
Empréstimos concedidos a partes relacionadas	(40.000)	(24.410)	(192.445)
Recebimento de empréstimos concedidos a partes relacionadas	7.015	24.512	560.877
Aportes de investimentos	(68.127)	(271.968)	(608.934)
Redução de capital em investidas	228	-	45.000
Aquisições de imobilizado	(1.800)	(285)	(267)
Aquisições de Intangível	(1.045)	(271)	(3)
Caixa líquido utilizado pelas atividades de investimento	(98.380)	(157.046)	(320.026)
Fluxos de caixa das atividades de financiamento			
Ingressos de debêntures emitidas	-	500.000	600.000
Ingressos de mútuos obtidos com partes relacionadas	280.000	48.000	-
Amortização de principal de empréstimos e financiamentos	(38.500)	(115.500)	(77.000)
Amortização de principal de debêntures	(300.000)	(853.400)	(333.300)
Amortização de principal de mútuos obtidos com partes relacionadas	-	(48.000)	-
Amortização de principal de passivos de arrendamento	(329)	(141)	-
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos	(586.445)	(352.055)	(264.734)
Caixa líquido utilizado pelas atividades de financiamento	(645.274)	(821.096)	(75.034)
Aumento (decrécimo) líquido do caixa	17.396	(289.699)	258.170
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	25.304	315.003	56.833
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	42.700	25.304	315.003
Variação no caixa e equivalentes de caixa	17.396	(289.699)	258.170

Durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018, recebemos R\$ 710.798 (dos quais R\$ 661.639 são de subsidiárias consolidadas e R\$ 49.159 de investidas não consolidadas), R\$ 777.651 (dos quais R\$ 650.830 são de subsidiárias consolidadas e R\$ 128.821 de investidas não consolidadas) e

R\$ 609.219 (dos quais R\$ 588.540 são de subsidiárias consolidadas e R\$ 20.679 de investidas não consolidadas), respectivamente, dos dividendos e juros sobre capital próprio pagos pelas nossas investidas.

Informações individuais adicionais relativas à Companhia Paranaense de Energia – Copel estão apresentadas a seguir:

- **Partes Relacionadas** - A Copel apresenta os seguintes saldos com partes relacionadas:

	31.12.2020	31.12.2019
Ativos		
Copel Distribuição (a)	140.337	108.983
UEG Araucária - mútuo	33.572	-
Compartilhamento de estrutura	6.726	6.039
	180.635	115.022
Passivos		
Copel CTE - Mútuo	282.817	-
Compartilhamento de estrutura	833	696
Adiantamento - Elejor	5.851	145
	289.501	841

(a) Copel DIS - Financiamento repassado - STN

A Copel 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 Companhia.

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 21) e apresentado como obrigações por empréstimos e financiamentos na Copel DIS.

- **Investimentos** - Em 31 de dezembro de 2020 e 2019, os investimentos em subsidiárias são compostos da seguinte forma:

	31.12.2020	31.12.2019
Copel Geração e Transmissão	10.732.734	9.749.705
Copel Distribuição	7.212.915	6.012.246
Copel Telecomunicações	757.799	710.128
Copel TEL - Reclassificação (a)	(758.742)	-
Copel Energia	356.922	243.123
Compagas	252.481	284.747
UEG Araucária	48.355	64.094
Other investments	50.328	71.431
	18.652.792	17.135.474

(a) Reclassificação de ativos disponíveis para venda.

As informações referentes às controladas em conjunto, coligadas e outros investimentos estão apresentadas conforme NE nº 16.1 – Mutação dos investimentos.

- **Dividendos a receber** - Os dividendos a receber são detalhados a seguir:

	31.12.2020	31.12.2019
Controladas e subsidiárias		
Copel Geração e Transmissão	769.108	464.450
Copel Distribuição	440.368	266.050
Copel Comercialização	29.803	88
Compagas	43.164	22.531
UEG Araucária	6.143	6.143
Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas		
Voltália	1.032	1.032
Dona Francisca	97	-
Outros investimentos	399	425
	1.290.114	760.719

- **Provisão para litígios** - A Copel registrou provisões para litígios, conforme quadro a seguir:

	31.12.2020	31.12.2019
Regulatórias	21.373	17.357
Trabalhistas	2.466	1.957
Cíveis	163.940	150.529
Fiscais	136.553	135.028
	324.332	304.871

- **Restrição à transferência de fundos de subsidiárias** - As subsidiárias indicadas abaixo qualificam-se como concessionárias de serviço público ou como produtores independentes de energia. Assim, todas as transferências de fundos à respectiva controladora, na forma de empréstimos ou adiantamentos, precisam de autorização da Aneel. Essa restrição regulamentar não se aplica a dividendos em dinheiro fixados conforme a Lei das Sociedades Anônimas.

Em 31.12.2020, os ativos líquidos restritos totais das subsidiárias totalizavam R\$ 18.197.350, divididos conforme apresentado abaixo:

	31.12.2020	31.12.2019
Copel Geração e Transmissão S.A.	10.732.735	9.749.705
Copel Distribuição S.A.	7.212.914	6.012.244
UEG Araucária Ltda.	238.211	315.740
Centrais Elétricas Rio Jordão - Elejor	13.490	42.859
	18.197.350	16.120.548

A tabela a seguir mostra os valores esperados de liquidação dos passivos da Copel, em cada intervalo de tempo:

	Juros (a)	Menos de 1 mês	De 1 a 3 meses	De 3 meses a 1 ano	De 1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
31.12.2020							
Empréstimos e financiamentos	Note 21	-	131.547	400.876	279.030	-	811.453
Debêntures	Note 22	303.640	-	15.199	511.799	-	830.638
Fornecedores	-	3.183	1	-	-	-	3.184
		306.823	131.548	416.075	790.829	-	1.645.275

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

ESTATUTO SOCIAL DA COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA

Aprovado e consolidado pela 201ª Assembleia
Geral Extraordinária de Acionistas, de 11.03.2021.

CNPJ: 76.483.817/0001-20
NIRE: 41300036535
Registro CVM: 1431-1
Registro SEC ON: 20441B308
Registro SEC PNB: 20441B407
Registro LATIBEX PNB: 29922
Rua Coronel Dulcídio, 800
Curitiba - Paraná - Brasil
CEP: 80420-170
e-mail: copel@copel.com
Website: <http://www.copel.com>
Fone: (41) 3310-5050
Fax: (41) 3331-4145

SUMÁRIO

CAPÍTULO I	DENOMINAÇÃO, DURAÇÃO, SEDE E OBJETO SOCIAL	04
CAPÍTULO II	CAPITAL SOCIAL E AÇÕES	05
CAPÍTULO III	ASSEMBLEIA GERAL - AG	07
CAPÍTULO IV	ADMINISTRAÇÃO DA COMPANHIA	08
	SEÇÃO I CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO - CAD	09
	Composição, investidura e mandato	09
	Vacância e substituições	10
	Funcionamento	10
	Atribuições	11
	SEÇÃO II DIRETORIA	15
	Composição, mandato e investidura	15
	Atribuições	16
	Regras para representação da Companhia	17
	Vacância e substituições	18
	SEÇÃO III DIRETORIA REUNIDA - REDIR	19
	Funcionamento	19
	Atribuições	19
CAPÍTULO V	COMITÊS ESTATUTÁRIOS	21
	SEÇÃO I COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO - CAE	22
	SEÇÃO II COMITÊ DE INDICAÇÃO E AVALIAÇÃO - CIA	23
	SEÇÃO III COMITÊ DE INVESTIMENTOS E INOVAÇÃO - CII	23
	SEÇÃO IV COMITÊ DE DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL - CDS ..	24
	SEÇÃO V COMITÊ DE MINORITÁRIOS - CDM	25
CAPÍTULO VI	CONSELHO FISCAL - CF	25
	Composição e funcionamento	26
	Vacância e substituições	27
	Representação e pareceres.....	27
CAPÍTULO VII	REGRAS COMUNS AOS ÓRGÃOS ESTATUTÁRIOS	27
	Posse, impedimentos e vedações	27
	Remuneração.....	29
CAPÍTULO VIII	EXERCÍCIO SOCIAL, DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS, LUCROS, RESERVAS E DISTRIBUIÇÃO DE RESULTADOS	29
CAPÍTULO IX	DISSOLUÇÃO E LIQUIDAÇÃO	30
CAPÍTULO X	MECANISMO DE DEFESA	31
CAPÍTULO XI	ALIENAÇÃO DE CONTROLE	32
CAPÍTULO XII	SAÍDA DO NÍVEL 2 DE GOVERNANÇA CORPORATIVA DA B3	33
CAPÍTULO XIII	EMIÇÃO DE UNITS	34
CAPÍTULO XIV	RESOLUÇÃO DE CONFLITOS	36
CAPÍTULO XV	DISPOSIÇÕES GERAIS	36
ANEXOS:		
	I ALTERAÇÕES ESTATUTÁRIAS	37
	II EVOLUÇÃO DO CAPITAL	39

CONVENÇÕES:

AG: ASSEMBLEIA GERAL

AGE: ASSEMBLEIA GERAL EXTRAORDINÁRIA

JUCEPAR: JUNTA COMERCIAL DO ESTADO DO PARANÁ

DOE PR: DIÁRIO OFICIAL DO ESTADO DO PARANÁ

Observação: Texto original arquivado na Jucepar, sob o nº 17.340 (atual 41300036535), em 16.06.1955, e publicado no DOE PR de 25.06.1955.

CAPÍTULO I - DENOMINAÇÃO, DURAÇÃO, SEDE E OBJETO SOCIAL

- Art. 1º** A Companhia Paranaense de Energia, abreviadamente "Copel", é uma sociedade de economia mista de capital aberto, dotada de personalidade jurídica de direito privado, parte integrante da administração indireta do Estado do Paraná, instituída pelo Decreto Estadual nº 14.947/1954, sob autorização da Lei Estadual nº 1.384/1953, e é regida por este Estatuto, pelas Leis Federais nº 6.404/1976 e 13.303/2016 e demais disposições legais aplicáveis.
- Art. 2º** O prazo de duração da Companhia é indeterminado.
- Art. 3º** A Companhia tem sede e foro no Município de Curitiba, Estado do Paraná, Brasil, podendo estabelecer, no País e no exterior, filiais, agências, sucursais e escritórios.
- Art. 4º** Constitui o objeto social da Companhia:
- I** pesquisar e estudar, dos pontos de vista técnico e econômico, quaisquer fontes de energia, provendo soluções para o desenvolvimento com sustentabilidade;
 - II** pesquisar, estudar, planejar, construir e explorar a produção, a transformação, o transporte, o armazenamento, a distribuição e o comércio de energia, em qualquer de suas formas, principalmente a elétrica, de combustíveis e de matérias-primas energéticas;
 - III** estudar, planejar, projetar, construir e operar barragens e seus reservatórios, bem como outros empreendimentos, visando o aproveitamento múltiplo das águas;
 - IV** prestar serviços em negócios de energia, de infraestrutura energética, informações e assistência técnica, quanto ao uso racional da energia, à iniciativas empresariais que visem à implantação e desenvolvimento de atividades econômicas de interesse para o desenvolvimento do Estado, desde que previamente autorizada pelo Conselho de Administração; e
 - V** desenvolver atividades na área de geração de energia, transmissão de informações eletrônicas, comunicações e controles eletrônicos, de telefonia celular, e outras atividades de interesse para a Copel e para o Estado do Paraná, ficando autorizada para estes fins, desde que previamente autorizada pelo Conselho de Administração, e para os previstos nos incisos II e III, a participar, de preferência, majoritária ou presente no grupo de controle, de consórcios ou companhias com empresas privadas e fundos de pensão e outros entes privados, em licitações de novas concessões e/ou em sociedades de propósito específico já constituídas para a exploração de concessões já existentes, que tenham sido consideradas, além das características gerais dos projetos, os respectivos impactos sociais e ambientais.
- § 1º** A Companhia poderá, para a consecução do seu objeto social, constituir subsidiárias, assumir o controle acionário de empresa e participar do capital social de outras empresas, relacionadas ao seu objeto social, conforme legislação estadual, desde que previamente autorizada pelo Conselho de Administração.
- § 2º** Para a consecução do objeto social e observada a sua área de atuação, a Companhia poderá abrir, instalar, manter, transferir ou extinguir filiais, dependências, escritórios, representações ou quaisquer outros estabelecimentos ou, ainda, designar representantes, respeitadas as disposições legais e regulamentares.

-
- § 3º Com a admissão da Companhia no segmento especial de listagem denominado Nível 2 de Governança Corporativa da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão, sujeitam-se a Companhia, seus acionistas, administradores (membros do Conselho de Administração e da Diretoria) e membros do Conselho Fiscal às disposições do Regulamento de Listagem do Nível 2 de Governança Corporativa da B3 (Regulamento do Nível 2).
- § 4º As disposições do Regulamento do Nível 2 de Governança Corporativa da B3 prevalecerão sobre as disposições estatutárias, nas hipóteses de prejuízo aos direitos dos destinatários das ofertas públicas previstas neste Estatuto.

CAPÍTULO II - CAPITAL SOCIAL E AÇÕES

Art. 5º O capital social integralizado é de R\$10.800.000.000,00 (dez bilhões e oitocentos milhões de reais), representado por 2.736.553.750 (dois bilhões, setecentas e trinta e seis milhões, quinhentas e cinquenta e três mil, setecentas e cinquenta) ações, sem valor nominal, sendo 1.450.310.800 (um bilhão, quatrocentas e cinquenta milhões, trezentas e dez mil e oitocentas) ações ordinárias e 1.286.242.950 (um bilhão, duzentas e oitenta e seis milhões, duzentas e quarenta e duas mil, novecentas e cinquenta) ações preferenciais e, destas, 3.267.520 (três milhões, duzentas e sessenta e sete mil e quinhentas e vinte) são ações classe A e 1.282.975.430 (um bilhão, duzentas e oitenta e duas milhões, novecentas e setenta e cinco mil e quatrocentas e trinta) são ações classe B.

- § 1º O capital social poderá ser aumentado, mediante deliberação do Conselho de Administração, ouvido o Conselho Fiscal, nos termos da legislação vigente e independentemente de reforma estatutária, até o limite de 4.000.000.000 (quatro bilhões) de ações, exclusivamente para capitalização de lucros e reservas ou, caso venha a ser deliberado pela assembleia geral a emissão de bônus de subscrição, de debêntures conversíveis ou a outorga de opção de compra de ações a administradores e colaboradores, o exercício dos respectivos direitos de conversão ou subscrição.
- § 2º As ações são nominativas, escriturais, mantidas em contas de depósito, em instituição financeira autorizada.
- § 3º Fica a Companhia autorizada a escolher a instituição financeira, mediante deliberação do Conselho de Administração, para manter as ações escriturais em contas de depósito.
- § 4º A Companhia poderá, mediante autorização do Conselho de Administração, adquirir suas próprias ações, observadas as normas estabelecidas pela Comissão de Valores Mobiliários.
- § 5º Os aumentos de capital poderão ser efetuados com a emissão de ações preferenciais classe B, sem guardar proporção com as classes existentes ou com as ações ordinárias, respeitando o limite estabelecido nos termos da Lei Federal nº 6.404/1976 e alterações posteriores.
- § 6º As ações preferenciais, com direito a voto restrito, nos termos do § 7º deste artigo, serão de classes A e B, e conferirão a seus titulares as seguintes preferências e vantagens:
- I As ações preferenciais classe A terão prioridade na distribuição de dividendos mínimos de 10% (dez por cento) ao ano, a ser entre elas rateados igualmente, calculados com base no capital próprio a esta espécie e classe de ações, integralizado até 31 de dezembro do ano findo, e que será imputado ao dividendo obrigatório previsto no artigo 88;

-
- II** As ações preferenciais classe B terão prioridade na distribuição de dividendos obrigatórios, a serem entre elas rateados igualmente, correspondentes à parcela do valor equivalente a, no mínimo, 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido, ajustado nos termos da Lei Federal nº 6.404/1976 e alterações posteriores, calculado proporcionalmente ao capital próprio a esta espécie e classe de ações, integralizado até 31 de dezembro do ano findo;
 - III** Os dividendos assegurados pelo inciso anterior às ações preferenciais classe B serão prioritários apenas em relação às ações ordinárias e somente serão pagos à conta dos lucros remanescentes depois de pagos os dividendos prioritários das ações preferenciais classe A;
 - IV** O dividendo a ser pago por ação preferencial, independente de classe, será, no mínimo, 10% (dez por cento) superior ao que for atribuído a cada ação ordinária, em conformidade com o disposto na Lei Federal nº 6.404/1976 e alterações posteriores;
 - V** As ações preferenciais adquirirão o direito de voto pleno se, pelo prazo de 03 (três) exercícios consecutivos, não lhes forem pagos os dividendos prioritários ou mínimos a que fazem jus; e
 - VI** As ações preferenciais asseguram aos seus titulares o direito de serem incluídas em oferta pública de aquisição de ações em decorrência de Alienação de Controle da Companhia ao mesmo preço e nas mesmas condições ofertadas ao Acionista Controlador Alienante.
- § 7º** Cada ação preferencial confere ao seu titular o direito a voto restrito, exclusivamente, nas seguintes matérias:
- I** transformação, incorporação, fusão ou cisão da Companhia;
 - II** aprovação de contratos entre a Companhia e o Acionista Controlador, diretamente ou por meio de terceiros, assim como de outras sociedades nas quais o Acionista Controlador tenha interesse, sempre que, por força de disposição legal ou estatutária, sejam deliberados em Assembleia Geral;
 - III** avaliação de bens destinados à integralização de aumento de capital da Companhia;
 - IV** escolha de instituição ou empresa especializada para determinação do Valor Econômico da Companhia, conforme artigo 101 deste Estatuto Social;
 - V** alteração ou revogação de dispositivos estatutários que alterem ou modifiquem quaisquer das exigências previstas no item 4.1 do Regulamento do Nível 2 de Governança Corporativa da B3, ressalvado que esse direito a voto prevalecerá enquanto estiver em vigor Contrato de Participação no Nível 2 de Governança Corporativa; e
 - VI** exclusão ou alteração que vise suprimir o direito previsto no inciso XXIX do artigo 28, bem como neste inciso, ressalvado que tal alteração dependerá da aprovação da maioria das ações preferenciais em assembleia especial convocada para esse fim.
- § 8º** A Companhia poderá emitir títulos múltiplos de ações e cautelas que provisoriamente os representem. É facultado ao acionista a substituição de títulos simples de suas ações por títulos múltiplos, bem como converter, a todo tempo, estes naqueles, correndo por conta do interessado as despesas de conversão.

-
- § 9º** As ações de emissão da Companhia poderão ser convertidas em outra espécie e classe, observadas as seguintes regras:
- I** as ações preferenciais classe A poderão ser convertidas em ações preferenciais classe B, a qualquer tempo;
 - II** as ações ordinárias poderão ser convertidas em ações preferenciais classe B, em conformidade com os prazos, condições e procedimentos definidos pelo Conselho de Administração, com o único objetivo de formação de *Units*, conforme definido no Art. 105;
 - III** as ações preferenciais classe B poderão ser convertidas em ações ordinárias, em conformidade com os prazos, condições e procedimentos definidos pelo Conselho de Administração, com o único objetivo de formação de *Units*, conforme definido no Art. 105; e
 - IV** as ações ordinárias e as ações preferenciais classe B, em nenhuma hipótese, poderão ser convertidas em ações preferenciais classe A.
- § 10** As emissões de ações, bônus de subscrição, debêntures ou outros títulos mobiliários, até o limite do capital autorizado, poderão ser aprovadas com exclusão do direito de preferência ou redução de prazo para seu exercício, não inferior a 30 (trinta) dias, nos termos da Lei Federal nº 6.404/1976 e alterações posteriores.
- § 11** As debêntures poderão ser simples ou conversíveis em ações, nos termos da Lei Federal nº 6.404/1976 e alterações posteriores.

CAPÍTULO III – ASSEMBLEIA GERAL (AG)

- Art. 6º** A Assembleia Geral é o órgão máximo da Companhia, com poderes para deliberar sobre todos os negócios relativos ao seu objeto social e será regida pela legislação vigente.
- Art. 7º** A Assembleia Geral será convocada pelo Conselho de Administração ou, nas hipóteses admitidas em lei, pela Diretoria, pelo Conselho Fiscal ou pelos acionistas.
- Art. 8º** A convocação será feita com antecedência mínima de 30 (trinta) dias da data da realização da Assembleia Geral e, à falta de quórum de instalação, far-se-á segunda convocação, com antecedência mínima de 08 (oito) dias, nos termos da legislação vigente, sendo disponibilizados os documentos relativos à respectiva pauta na mesma data da convocação, de modo acessível, inclusive de forma eletrônica.
- Parágrafo Único.** Nas Assembleias Gerais tratar-se-á exclusivamente do objeto previsto nos editais de convocação, não se admitindo inclusão de assuntos gerais na pauta da Assembleia.
- Art. 9º** A Assembleia Geral será instalada e presidida pelo Presidente do Conselho de Administração ou pelo substituto que esse vier a designar e, residualmente, por 01 (um) acionista escolhido, na ocasião, pelos acionistas presentes.
- § 1º** O quórum de instalação de Assembleias Gerais, bem como o das deliberações, será aquele determinado na legislação vigente.
- § 2º** O Presidente da Assembleia escolherá, dentre os presentes, 01 (um) secretário.
- Art. 10** A Assembleia Geral reunir-se-á ordinariamente dentro dos 04 (quatro) primeiros meses após o encerramento do exercício social, para deliberar sobre as matérias previstas em lei, e extraordinariamente, quando necessário.

Parágrafo Único. A Assembléia Geral Ordinária e Assembleia Geral Extraordinária poderão ser, cumulativamente, convocadas e realizadas no mesmo local, data e hora, instrumentadas em ata única.

- Art. 11** Nas Assembleias Gerais, cada ação ordinária dará direito a 01 (um) voto. Exclusivamente nas matérias em que as ações preferenciais tenham direito de voto restrito, nos termos deste Estatuto, cada ação preferencial dará direito a 01 (um) voto.
- Art. 12** O acionista poderá participar e ser representado por procurador nas Assembleias Gerais, exibindo, no ato ou previamente, documentos e procuração com poderes específicos, na forma da lei.
- Art. 13** A ata da Assembleia Geral será lavrada conforme a legislação vigente.
- Art. 14** A Assembleia Geral, além de outros casos previstos em lei, reunir-se-á para deliberar sobre:
- I** aumento do capital social, além do limite autorizado no Estatuto Social;
 - II** avaliação de bens com que o acionista concorre para a formação do capital social;
 - III** transformação, fusão, incorporação, cisão, dissolução e liquidação da empresa;
 - IV** alteração do Estatuto Social;
 - V** eleição e destituição, a qualquer tempo, dos membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e respectivos suplentes e do Comitê de Indicação e Avaliação;
 - VI** fixação da remuneração dos administradores, dos conselheiros fiscais e dos membros dos Comitês Estatutários;
 - VII** aprovação das demonstrações financeiras, da destinação do resultado do exercício e da distribuição de dividendos, em conformidade com a política de dividendos;
 - VIII** autorização para a Companhia mover ação de responsabilidade civil contra os administradores pelos prejuízos causados ao seu patrimônio;
 - IX** alienação de bens imóveis diretamente vinculados à prestação de serviços e à constituição de ônus reais sobre eles;
 - X** permuta de ações ou outros valores mobiliários;
 - XI** emissão de debêntures conversíveis em ações, inclusive de controladas;
 - XII** emissão de quaisquer outros títulos e valores mobiliários conversíveis em ações, no País ou no exterior; e
 - XIII** eleição e destituição, a qualquer tempo, de liquidantes, julgando-lhes as contas.

CAPÍTULO IV - ADMINISTRAÇÃO DA COMPANHIA

- Art. 15** A Companhia será administrada pelo Conselho de Administração e pela Diretoria.

SEÇÃO I - CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO (CAD)

Art. 16 O Conselho de Administração é órgão de deliberação estratégica e colegiada responsável pela orientação superior da Companhia.

Composição, investidura e mandato

Art. 17 O Conselho de Administração será composto por 09 (nove) membros titulares, eleitos e destituídos pela Assembleia Geral, todos com prazo de mandato unificado de 02 (dois) anos, permitidas, no máximo, 03 (três) reconduções consecutivas. Nos termos da Lei Federal nº 6.404/1976 e demais normativos aplicáveis, inclusive considerando a possibilidade de eleição em separado por acionistas minoritários e por detentores de ações preferenciais, bem como de adoção do voto múltiplo.

§ 1º Sempre que cumulativamente, a eleição do Conselho de Administração se der pelo sistema de voto múltiplo e os titulares de ações ordinárias ou preferenciais exercerem o direito de eleger conselheiro, será assegurado ao Estado do Paraná o direito de eleger conselheiro em número igual ao dos eleitos pelos demais acionistas e pelos empregados, mais um, independentemente do número de conselheiros estabelecidos no caput.

§ 2º É assegurado aos acionistas minoritários o direito de eleger 02 (dois) conselheiros, se maior número não lhes couber pelo processo de voto múltiplo previsto na legislação vigente.

§ 3º É assegurado aos acionistas titulares de ações preferenciais que preencham os percentuais e requisitos previstos no artigo 141, §§ 4º e 5º da Lei Federal nº 6.404/1976, o direito de eleger 01 (um) conselheiro.

§ 4º O Conselho de Administração das Subsidiárias Integrais será composto por 03 (três) membros, contendo, no mínimo, o Diretor Geral da respectiva Subsidiária Integral e 01 (um) diretor da Companhia, respeitada disposição prevista no § 5º deste artigo.

§ 5º O Diretor Presidente da Companhia poderá integrar o Conselho de Administração como seu secretário executivo, mediante eleição em Assembleia Geral.

§ 6º Os cargos de Presidente do Conselho de Administração e de Diretor Presidente ou principal executivo da Companhia não poderão ser acumulados pela mesma pessoa.

§ 7º O Presidente do Conselho de Administração será indicado pelo acionista controlador e designado pela Assembleia Geral que o eleger, sendo substituído, em suas ausências e impedimentos, pelo conselheiro escolhido pela maioria de seus pares.

§ 8º As indicações ao Conselho de Administração devem observar os requisitos e vedações impostos pelas Leis Federais nº 6.404/1976 e 13.303/2016, pela política e norma interna de indicação de membros de órgãos estatutários, além de atender aos seguintes parâmetros:

I ter, no mínimo, 03 (três) conselheiros independentes, sendo este número, em qualquer hipótese, igual ou superior a 25% (vinte e cinco por cento) do total de membros do órgão. Referidos conselheiros deverão ser expressamente declarados como independentes na ata da Assembleia Geral que os eleger, em conformidade com a definição do Regulamento do Nível 2 de Governança Corporativa da B3 e com o disposto na Lei Federal nº 13.303/2016, sendo também considerado(s) como independente(s) o(s) conselheiro(s) eleito(s) mediante faculdade

prevista pelo artigo 141, §§ 4º e 5º e artigo 239, ambos da Lei Federal nº 6.404/1976 e alterações posteriores;

- II quando, em decorrência da observância do percentual referido no parágrafo acima, resultar número fracionário de conselheiros, proceder-se-á ao arredondamento nos termos do Regulamento do Nível 2 de Governança Corporativa da B3.
- III ter, entre 03 (três) a 05 (cinco) conselheiros, incluídos os mencionados no inciso I, que atendam, cumulativamente, as condições previstas na Lei Federal nº 13.303/2016, para compor o Comitê de Auditoria Estatutário, dependendo da sua composição conforme Art. 51, § 2º deste Estatuto;
- IV ao menos 01 (um) dos conselheiros mencionados neste § 8º deverá ter reconhecida experiência em assuntos de contabilidade societária para integrar o Comitê de Auditoria Estatutário previsto neste Estatuto;

Art. 18 Fica assegurada a participação de 01 (um) representante dos empregados no Conselho de Administração, com mandato coincidente com o dos demais conselheiros.

§ 1º O conselheiro representante dos empregados será eleito nos termos estabelecidos na legislação pertinente, por escrutínio regulado segundo as normas da Companhia, sob os mesmos critérios de elegibilidade previstos para os demais conselheiros.

§ 2º O candidato eleito conselheiro representante dos empregados tomará posse para o mandato estabelecido neste artigo, permitida a reeleição por 01 (uma) só vez.

Art. 19 A investidura de membros no Conselho de Administração observará as condições estabelecidas nas Leis Federais nº 6.404/1976 e 13.303/2016 e demais disposições legais aplicáveis.

Vacância e substituições

Art. 20 Ocorrendo a vacância definitiva da função de conselheiro de administração, antes do término do mandato, o Conselho de Administração convocará Assembleia Geral para eleição destinada à complementação do mandato.

§ 1º Observados os requisitos e vedações legais aplicáveis, caberá aos conselheiros remanescentes nomear o substituto para o membro vacante até a primeira Assembleia Geral, nos termos da Lei Federal nº 6.404/1976.

§ 2º Na hipótese de vacância de todos os cargos do Conselho de Administração, compete à Diretoria convocar a Assembleia Geral.

§ 3º Em caso de vacância de cargo no Conselho de Administração preenchido pelo voto múltiplo, a convocação da Assembleia Geral será para eleição de todas as vagas preenchidas por esse sistema para complementação dos mandatos.

Art. 21 A função de conselheiro de administração é pessoal e não se admite suplente, inclusive para representante dos empregados.

Funcionamento

Art. 22 O Conselho de Administração se reunirá ordinariamente 01 (uma) vez por mês e extraordinariamente sempre que necessário, conforme previsto no Art. 25 do presente Estatuto.

- Art. 23** As reuniões do Conselho de Administração serão convocadas pelo seu presidente, ou pela maioria dos conselheiros em exercício, mediante o envio de correspondência por meio físico ou eletrônico a todos os conselheiros, com a indicação dos assuntos a serem tratados.
- § 1º** As convocações enviadas no endereço físico ou eletrônico do conselheiro serão consideradas válidas, sendo de sua responsabilidade a atualização de seu cadastro junto à Companhia.
- § 2º** As reuniões ordinárias deverão ser convocadas com antecedência mínima de 07 (sete) dias em relação à data da sua realização.
- § 3º** As reuniões do Conselho de Administração serão instaladas com a presença da maioria dos seus membros em exercício, cabendo a presidência dos trabalhos ao presidente do Conselho de Administração ou, na sua falta, pelo conselheiro escolhido pela maioria dos seus pares.
- Art. 24** Fica facultada, se necessária, a participação não presencial dos conselheiros na reunião, por audioconferência ou videoconferência, que possa assegurar a participação efetiva e a autenticidade do seu voto. O conselheiro, nesta hipótese, será considerado presente na reunião, e seu voto será considerado válido para todos os efeitos legais, sendo incorporado à ata da referida reunião.
- Art. 25** Quando houver motivo de urgência, formalmente justificado para os membros do Conselho de Administração, o presidente do Conselho de Administração poderá convocar as reuniões extraordinárias a qualquer momento e desde que com antecedência mínima de 48 (quarenta e oito) horas para a sua realização, mediante o envio de correspondência por meio físico ou eletrônico ou por outro meio de comunicação a todos os conselheiros, ficando facultada a participação por audioconferência, videoconferência ou outro meio idôneo de manifestação de vontade do conselheiro ausente, cujo voto será considerado válido para todos os efeitos, sem prejuízo da posterior lavratura e assinatura da respectiva ata.
- Art. 26** O Conselho de Administração deliberará por maioria de votos dos presentes na reunião, prevalecendo, em caso de empate, a proposta que contar com o voto do conselheiro que estiver presidindo os trabalhos.
- Art. 27** As reuniões do Conselho de Administração serão secretariadas por quem o seu presidente indicar e todas as deliberações constarão de ata lavrada e registrada em livro próprio de acordo com o estabelecido em seu Regimento Interno.
- Parágrafo Único.** Sempre que contiver deliberações destinadas a produzir efeitos perante terceiros, o extrato da ata será arquivado no registro do comércio e publicado na forma da legislação vigente, ressalvada a matéria de cunho sigiloso, a qual constará de documento em separado e não será dada publicidade.

Atribuições

- Art. 28** Além das atribuições previstas em lei, compete ainda ao Conselho de Administração:
- I** fixar a orientação geral dos negócios da Companhia, incluindo aprovação e acompanhamento do plano de negócio, planejamento estratégico e de investimentos, definindo objetivos e prioridades no atendimento de políticas públicas compatíveis com a área de atuação da Companhia e o seu objeto social, buscando o desenvolvimento com sustentabilidade;
 - II** eleger, destituir, tomar conhecimento de renúncia e substituir os diretores da Companhia, fixando-lhes as atribuições, fiscalizando sua gestão, bem como:

-
- a) examinar a qualquer tempo os livros e papéis da Companhia, contratos ou quaisquer outros atos;
 - b) aprovar e fiscalizar o cumprimento das metas e resultados específicos a serem alcançados pelos membros da Diretoria; e
 - c) avaliar anualmente a execução da estratégia de longo prazo, devendo publicar suas conclusões e informá-las à Assembleia Legislativa e ao Tribunal de Contas do Estado, exceto as informações de natureza estratégica, cuja divulgação possa ser comprovadamente prejudicial aos interesses da Companhia;
- III** manifestar-se sobre o relatório da administração e as contas da Diretoria;
 - IV** convocar a Assembleia Geral quando julgar conveniente ou nas hipóteses previstas nos termos da legislação vigente;
 - V** aprovar e acompanhar planos e programas anuais e plurianuais com o orçamento empresarial de dispêndios e investimento da Companhia e suas Subsidiárias Integrais, com indicação das fontes e aplicações de recursos;
 - VI** autorizar a contratação da auditoria independente, bem como a rescisão do respectivo contrato, por recomendação do Comitê de Auditoria Estatutário, inclusive de outros serviços de seus auditores independentes, recomendada pelo Comitê de Auditoria Estatutário, quando a remuneração global representar mais de 5% (cinco por cento) da remuneração dos serviços de auditoria independente;
 - VII** aprovar o plano anual dos trabalhos de auditoria interna e discutir com a auditoria externa o seu plano trabalho, com o apoio do Comitê de Auditoria Estatutário;
 - VIII** nomear e destituir o titular da Auditoria Interna, após recomendação do Comitê de Auditoria Estatutário;
 - IX** monitorar, periodicamente, a eficácia dos sistemas de gestão de riscos e de controle interno estabelecidos para a prevenção e mitigação dos principais riscos a que está exposta a Companhia, inclusive os riscos relacionados à integridade das informações contábeis e financeiras e os relacionados à ocorrência de corrupção e fraude, nos termos da Lei Federal nº 13.303/2016;
 - X** aprovar o Código de Conduta e o Programa de Integridade da Copel, monitorando as decisões que envolvem as práticas de governança corporativa, o relacionamento com partes interessadas e o Código de Ética da Alta Administração Estadual;
 - XI** analisar, a partir de reporte direto do Diretor de Governança, Risco e Compliance, as situações em que se suspeite do envolvimento do Diretor Presidente em irregularidades ou quando este se furtar à obrigação de adotar medidas necessárias em relação à situação a ele relatada;
 - XII** estabelecer diretrizes quanto à gestão de pessoas;
 - XIII** realizar avaliação anual, individual e coletiva, do seu desempenho e dos demais membros dos órgãos estatutários, observando os dispositivos da Lei Federal nº 13.303/2016, contando com apoio metodológico e procedimental do Comitê de Indicação e Avaliação;
 - XIV** aprovar as transações entre partes relacionadas, dentro dos critérios e limites de alçada definidos pela Companhia, observada a política específica, com o suporte do Comitê de Auditoria Estatutário;
-

-
- XV** constituir, instalar e dissolver comitês não remunerados de assessoramento ao Conselho de Administração, nomear e destituir seus membros, bem como nomear e destituir os membros dos comitês estatutários de assessoramento ao Conselho de Administração, exceto se disposto em contrário neste Estatuto;
- XVI** aprovar os regimentos internos do Conselho de Administração, da Diretoria e dos Comitês de Assessoramento, estatutários e não estatutários, bem como eventuais alterações;
- XVII** aprovar e monitorar as políticas gerais da Companhia e suas respectivas alterações, bem como monitorar a aplicação no que se refere a:
- a)** gerenciamento de riscos;
 - b)** integridade;
 - c)** transações com partes relacionadas;
 - d)** governança corporativa;
 - e)** sustentabilidade;
 - f)** mudança do clima;
 - g)** participações societárias;
 - h)** gestão de pessoas;
 - i)** saúde e segurança do trabalho;
 - j)** indicação dos membros dos órgãos estatutários e avaliação anual de desempenho;
 - k)** comunicação e porta-vozes;
 - l)** negociação de ações de emissão própria;
 - m)** dividendos;
 - n)** doações e patrocínios;
 - o)** divulgação de informações e fatos relevantes; e
 - p)** relações com investidores.
- XVIII** fixar o limite máximo de endividamento da Companhia, podendo estipular prazo para seu atendimento observados os *covenants* existentes nos contratos já firmados;
- XIX** mediante proposta da Diretoria, autorizar, quando o valor da operação ultrapassar a 2% (dois por cento) do patrimônio líquido, as provisões contábeis e, previamente, a celebração de quaisquer negócios jurídicos, incluindo aquisição, alienação ou oneração de ativos, cessão em comodato de bens do ativo permanente, constituição de ônus reais e prestação de garantias, assunção de obrigações em geral, renúncia, transação e ainda associação com outras pessoas jurídicas;
- XX** estabelecer os assuntos e valores para sua alçada decisória e da Diretoria, inclusive podendo delegar a aprovação dos negócios jurídicos de sua competência em limite de alçada que definir, respeitada a competência privativa prevista em lei;
- XXI** deliberar sobre a proposta de destinação dos resultados a ser apresentada à Assembleia Geral, observado o disposto na política de dividendos;
-

-
- XXII** deliberar sobre a distribuição de dividendos intermediários, de dividendos intercalares e de juros sobre capital próprio com base nas reservas de lucros e do lucro líquido do exercício em curso registrados em demonstrações contábeis intermediárias, semestrais ou trimestrais, desde que observado o disposto na legislação, neste estatuto e na política de dividendos da Companhia;
- XXIII** deliberar sobre o aumento do capital social dentro do limite autorizado por este estatuto, fixando as respectivas condições de subscrição e integralização;
- XXIV** autorizar o lançamento e aprovar a subscrição de novas ações, na forma do estabelecido neste Estatuto, fixando todas as condições de emissão;
- XXV** autorizar a emissão de títulos, no mercado interno ou externo, para captação de recursos, na forma de debêntures não conversíveis em ações, notas promissórias, *commercial papers*, *bonds* e outros, inclusive para oferta pública de distribuição, na forma da lei, observado o disposto no inciso XXXIII deste artigo;
- XXVI** aprovar aportes em investimentos societários que impliquem aumento do patrimônio líquido das participações, podendo, inclusive, delegar esta aprovação de sua competência em limite de alçada que definir;
- XXVII** deliberar sobre os projetos de investimento e participação em novos negócios, outras sociedades, consórcios, *joint ventures*, Subsidiárias Integrais e outras formas de associação e empreendimentos, bem como pela aprovação de constituição, encerramento ou alteração de quaisquer sociedades, consórcios ou empreendimentos;
- XXVIII** deliberar sobre assuntos que, em virtude de disposição legal ou por determinação da Assembleia Geral, sejam de sua competência, incluindo aprovar Relatório Integrado ou de Sustentabilidade e indicadores ambientais, sociais e de governança; Regulamento Interno de Licitações e Contratos da Companhia; além de aprovar e subscrever a Carta Anual de Políticas Públicas e de Governança Corporativa, na forma da lei;
- XXIX** assegurar a observância dos regulamentos vigentes expedidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, pela via de atos normativos, bem como por meio das cláusulas regulamentares constantes no contrato de concessão de que for signatária a Copel Distribuição S.A., assegurando a aplicação integral nas datas-bases dos valores tarifários estabelecidos pelo poder concedente;
- XXX** aprovar a contratação de seguro de responsabilidade civil em favor dos membros dos órgãos estatutários, empregados prepostos e mandatários da Companhia;
- XXXI** solicitar auditoria interna periódica sobre as atividades da entidade fechada de previdência complementar que administra plano de benefícios da Companhia;
- XXXII** exercer as funções normativas das atividades da Companhia, podendo avocar para si qualquer assunto que não se compreenda na competência privativa da Assembleia Geral ou da Diretoria e deliberar sobre os casos omissos deste Estatuto;
- XXXIII** manifestar-se favorável ou contrariamente a respeito de qualquer oferta pública de aquisição de ações que tenha por objeto as ações de emissão da Companhia, por meio de parecer prévio fundamentado, divulgado em até 15 (quinze) dias da publicação do edital da oferta pública de aquisição de ações, que deverá abordar, no mínimo: (i) a conveniência e
-

oportunidade da oferta pública de aquisição de ações quanto ao interesse do conjunto dos acionistas e em relação à liquidez dos valores mobiliários de sua titularidade; (ii) as repercussões da oferta pública de aquisição de ações sobre os interesses da Companhia; (iii) os planos estratégicos divulgados pelo ofertante em relação à Companhia; (iv) outros pontos que o Conselho de Administração considerar pertinentes, bem como as informações exigidas pelas regras aplicáveis estabelecidas pela Comissão de Valores Mobiliários;

- XXXIV** definir lista tríplice de empresas especializadas em avaliação econômica de empresas para a elaboração de laudo de avaliação das ações da Companhia, nos casos de oferta pública de aquisição das ações para cancelamento de registro de companhia aberta ou para saída do Nível 2 de Governança Corporativa da B3;
- XXXV** fixar prazos, procedimentos e regras aplicáveis à conversão de ações de emissão da Companhia, em conformidade com este Estatuto e a legislação aplicável;
- XXXVI** fixar prazos, procedimentos e regras aplicáveis à emissão de *Units*, em conformidade com este Estatuto e a legislação aplicável;
- XXXVII** conceder licença ao Diretor Presidente da Companhia e ao Presidente do Conselho de Administração; e
- XXXVIII** aprovar a alteração do endereço completo da Companhia, dentro do município sede, conforme definido no Art. 3º.

Art. 29 Compete ao presidente do Conselho de Administração, além das atribuições previstas no Regimento Interno, conceder licença a seus membros, presidir as reuniões, dirigir os trabalhos, bem como coordenar o processo de avaliação de desempenho, individual e coletiva, de periodicidade anual, dos administradores e dos membros dos Comitês Estatutários, nos termos do presente Estatuto.

SEÇÃO II - DIRETORIA

Art. 30 A Diretoria é o órgão executivo de administração e representação, cabendo-lhe assegurar o funcionamento regular da Companhia, em conformidade com as orientações gerais estabelecidas pelo Conselho de Administração.

Composição, mandato e investidura

Art. 31 A Diretoria será composta por 06 (seis) diretores membros, todos residentes no País, eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato de 02 (dois) anos, permitidas, no máximo, 03 (três) reconduções consecutivas, sendo: 01 (um) Diretor Presidente; 01 (um) Diretor de Gestão Empresarial; 01 (um) Diretor de Finanças e de Relações com Investidores; 01 (um) Diretor Jurídico e Regulatório; 01 (um) Diretor de Desenvolvimento de Negócios; e 01 (um) Diretor de Governança, Risco e Compliance. A Companhia poderá ter, ainda, 01 (um) Diretor Adjunto de Comunicação, cujas atribuições serão definidas no Regimento Interno da Diretoria, aprovado pelo Conselho de Administração.

Parágrafo Único. As indicações para Diretoria devem observar os requisitos e vedações impostos pelas Leis Federais nº 6.404/1976 e nº 13.303/2016 e pela política e norma interna de indicação de membros de órgãos estatutários.

Art. 32 É condição para investidura em cargo de diretoria da Companhia a assunção de compromisso com metas e resultados específicos a serem alcançados, que deverá ser aprovado pelo Conselho de Administração, a quem incumbe fiscalizar seu cumprimento.

Atribuições

Art. 33 A Diretoria tem poderes para praticar os atos necessários ao funcionamento regular da Companhia e à consecução do objeto social, observadas as disposições legais, estatutárias e constantes do seu Regimento Interno.

Parágrafo Único. Sem prejuízo do disposto no Art. 46, compete à Diretoria administrar e gerir os negócios da Companhia de forma sustentável, cabendo-lhe apresentar, até a última reunião ordinária do Conselho de Administração do ano anterior:

- I plano de negócios para o exercício anual seguinte;
- II as bases, diretrizes e estratégias de longo prazo para a elaboração do planejamento estratégico, os planos e programas anuais e plurianuais, contemplando a análise de riscos e oportunidades para um horizonte mínimo de 05 (cinco) anos; e
- III os orçamentos de custeio e de investimentos da Companhia para o exercício anual seguinte, visando ao alcance das estratégias empresariais.

Art. 34 Compete ao Diretor Presidente:

- I dirigir e coordenar a Companhia;
- II representar a Companhia, ativa e passivamente, em juízo ou fora dele, podendo constituir para este fim, procurador com poderes especiais, inclusive com poderes para receber citações iniciais e notificações, observado o Art. 38 e seguintes do presente Estatuto;
- III dirigir e coordenar os assuntos relacionados ao planejamento e desempenho empresarial;
- IV zelar para o atingimento das metas da Companhia, estabelecidas de acordo com as orientações gerais da Assembleia Geral e do Conselho de Administração;
- V apresentar à Assembleia Geral Ordinária o relatório anual dos negócios da Companhia, ouvido o Conselho de Administração;
- VI dirigir e coordenar os trabalhos da Diretoria;
- VII convocar e presidir as reuniões da Diretoria;
- VIII conceder licença aos demais membros da Diretoria e indicar o substituto nos casos de ausência ou impedimento temporário;
- IX resolver questões de conflito de interesse ou conflito de competência entre as Diretorias;
- X propor ao Conselho de Administração a indicação dos Diretores Executivos, observado os requisitos e vedações estabelecidos em política e normas internas;
- XI deliberar sobre a adesão e permanência em compromissos voluntários assumidos pela Copel Holding e pelas Subsidiárias Integrais; e
- XII exercer outras atribuições que lhe forem conferidas pelo Conselho de Administração, observada a legislação vigente e nos termos deste estatuto.

- Art. 35** São atribuições dos demais diretores:
- I gerir as atividades objeto da sua área de atuação, estabelecidas no Regimento Interno da Diretoria;
 - II participar das reuniões de Diretoria, contribuindo para a definição e aplicação das políticas a serem seguidas pela Companhia e relatar sobre os assuntos relevantes da sua respectiva área de atuação; e
 - III cumprir e fazer cumprir a orientação geral dos negócios da Companhia, estabelecida pelo Conselho de Administração no que se refere à gestão de sua área específica de atuação.
- § 1º** As demais atribuições individuais dos diretores serão detalhadas no Regimento Interno da Diretoria.
- § 2º** Além das atribuições estabelecidas neste Estatuto, compete aos diretores assistir e auxiliar o Diretor Presidente na administração dos negócios da Companhia, bem como assegurar a cooperação e o apoio aos demais diretores no âmbito de suas respectivas competências, visando à consecução dos objetivos e interesses da Companhia.
- § 3º** Os diretores exercerão seus cargos na Companhia, sendo permitido o exercício concomitante e não remunerado em cargos de administração das Subsidiárias Integrais e controladas.
- Art. 36** A Diretoria de Governança, Risco e Compliance é responsável pela verificação do cumprimento de obrigações e gestão de riscos, com atribuições relativas ao gerenciamento de riscos corporativos e de controles internos, compliance, integridade, código de conduta e programa de integridade, dentre outras definidas no Regimento Interno da Diretoria.
- § 1º** O Diretor de Governança, Risco e Compliance poderá reportar-se diretamente ao Conselho de Administração em situações em que se suspeite do envolvimento do Diretor Presidente em irregularidades ou quando este se furtar à obrigação de adotar medidas necessárias em relação à situação a ele relatada.
- § 2º** Para o exercício de suas atribuições, a Diretoria terá assegurada a sua atuação independente e o acesso a todas as informações e documentos necessários.
- Art. 37** O Diretor de Finanças e de Relações com Investidores é responsável por prestar informações ao público investidor, à Comissão de Valores Mobiliários do Brasil, à *Securities and Exchange Commission* dos Estados Unidos da América e às Bolsas de Valores em que a Companhia estiver listada e por manter atualizado o registro de companhia aberta, cumprindo toda a legislação e regulamentação aplicável.

Regras para representação da Companhia

- Art. 38** A Companhia obriga-se perante terceiros:
- I pela assinatura de 02 (dois) diretores, sendo 01 (um) necessariamente o Diretor Presidente ou o diretor responsável pela área financeira, e o outro, o diretor com atribuições da área respectiva a que o assunto se referir;
 - II pela assinatura de 01 (um) diretor e 01 (um) procurador, conforme os poderes constantes do respectivo instrumento de mandato;
 - III pela assinatura de 02 (dois) procuradores, conforme os poderes constantes do respectivo instrumento de mandato;

IV pela assinatura de 01 (um) procurador, conforme os poderes constantes do respectivo instrumento de mandato, nesse caso exclusivamente para a prática de atos específicos.

Parágrafo Único. O Diretor de Finanças e de Relações com Investidores pode, individualmente, representar a Companhia perante a Comissão de Valores Mobiliários, a *Securities and Exchange Commission* dos Estados Unidos da América, a B3, a instituição financeira prestadora dos serviços de escrituração de ações da Companhia e entidades administradoras de mercados organizados nos quais os valores mobiliários da Companhia estejam admitidos à negociação.

Art. 39 Os diretores poderão constituir mandatários da Companhia, devendo ser especificados no instrumento os atos ou operações que poderão praticar e a duração do mandato, sendo que, apenas as procurações para o foro em geral terão prazo indeterminado.

§ 1º As procurações outorgadas pela Companhia devem ser assinadas por 02 (dois) diretores conjuntamente, especificando os poderes outorgados e com prazo de vigência de, no máximo, 01 (um) ano.

§ 2º Os instrumentos de mandato especificarão expressamente os poderes especiais, os atos ou as operações outorgadas, dentro dos limites dos poderes dos diretores que os outorgam, bem como a duração do mandato por prazo determinado de validade, vedado o substabelecimento, salvo na hipótese de procuração para fins de representação judicial da Companhia, que poderá ser por prazo indeterminado e com possibilidade de substabelecimento nas condições delimitadas no referido instrumento.

Art. 40 Poderá qualquer dos diretores representar individualmente a Companhia, quando o ato a ser praticado impuser representação singular e nos casos em que o uso da assinatura eletrônica impossibilite que duas ou mais pessoas assinem o mesmo documento, mediante autorização da Diretoria Reunida.

Vacância e substituições

Art. 41 Nas vacâncias, ausências ou impedimentos temporários de qualquer diretor, o Diretor Presidente designará outro membro da Diretoria para acumular as funções.

§ 1º Nas suas ausências e impedimentos temporários, o Diretor Presidente será substituído pelo diretor por ele indicado e, se não houver indicação, os demais diretores elegerão, no ato, seu substituto.

§ 2º Os diretores não poderão se afastar do cargo por mais de 30 (trinta) dias consecutivos, salvo em caso de licença médica ou nas hipóteses autorizadas pelo Conselho de Administração.

§ 3º Os diretores poderão solicitar ao Conselho de Administração afastamento por licença não remunerada, desde que por prazo não superior a 03 (três) meses, a qual deverá ser registrada em ata.

Art. 42 Em caso de falecimento, renúncia ou impedimento definitivo de qualquer membro da Diretoria, caberá ao Conselho de Administração, dentro de 30 (trinta) dias da ocorrência da vaga, eleger o substituto, que completará o mandato do substituído.

Parágrafo Único. Até que se realize a eleição, poderá a Diretoria designar 01 (um) substituto provisório. A eleição, contudo, poderá ser dispensada, se a vaga ocorrer no ano em que deva terminar o mandato da Diretoria então em exercício.

SEÇÃO III - DIRETORIA REUNIDA (REDIR)

Funcionamento

- Art. 43** A Diretoria se reunirá quinzenalmente de forma ordinária e extraordinariamente sempre que necessário, por convocação do Diretor Presidente ou de outros 02 (dois) diretores quaisquer.
- § 1º** As reuniões da Diretoria serão instaladas pela presença da maioria dos diretores em exercício, considerando-se aprovada a matéria que obtiver a concordância da maioria simples dos presentes; no caso de empate, prevalecerá a proposta que contar com o voto do Diretor Presidente.
- § 2º** A cada diretor presente conferir-se-á o direito a 01 (um) único voto, mesmo na hipótese de eventual acumulação de funções de diretores. Não será admitido o voto por representação.
- § 3º** As deliberações da Diretoria constarão de ata lavrada em livro próprio e assinada por todos os presentes.
- § 4º** O Diretor Adjunto de Comunicação, caso eleito, poderá participar das reuniões da Diretoria, mas não terá direito a voto.
- Art. 44** Fica facultada, se necessária, a participação não presencial dos diretores, nas reuniões ordinárias e extraordinárias, por audioconferência ou videoconferência, que possa assegurar a participação efetiva e a autenticidade do seu voto. Nesta hipótese, o diretor que participar remotamente será considerado presente na reunião, e seu voto válido para todos os efeitos legais e incorporado à ata da referida reunião.
- Art. 45** As reuniões da Diretoria serão secretariadas por quem o seu presidente indicar e todas as deliberações constarão de ata lavrada e registrada em livro próprio.

Atribuições

- Art. 46** Além das atribuições definidas em lei e no Regimento Interno da Diretoria, compete à Diretoria Reunida:
- I** deliberar sobre os negócios da Companhia de forma sustentável, considerando o seu objeto social, os fatores econômicos, sociais, ambientais, de mudança do clima e de governança corporativa, bem como os riscos e oportunidades;
 - II** cumprir e fazer cumprir a legislação aplicável, o Estatuto Social, as políticas e normas internas da Companhia e as deliberações da Assembleia Geral e do Conselho de Administração;
 - III** instruir e submeter à aprovação do Conselho de Administração, manifestando-se previamente sobre:
 - a)** os planos e programas anuais e plurianuais, alinhando os dispêndios de investimentos, aos respectivos projetos, contemplando a análise de riscos e oportunidades para um horizonte mínimo de 05 (cinco) anos;
 - b)** o orçamento da Companhia, com a indicação das fontes e aplicações dos recursos bem como suas alterações;
 - c)** os projetos de investimento, participações em novos negócios, outras sociedades, consórcios, *joint ventures*, Subsidiárias Integrais e outras formas de associação e empreendimentos, bem como pela aprovação de constituição, encerramento ou alteração de quaisquer sociedades, empreendimentos ou consórcios;

-
- d) o resultado de desempenho das atividades da Companhia;
 - e) os relatórios trimestrais da Companhia, acompanhados das demonstrações financeiras;
 - f) o Relatório da Administração acompanhado das demonstrações financeiras e respectivas notas, com o parecer dos auditores independentes e a proposta de destinação do resultado do exercício;
 - g) o Relato Integrado ou o Relatório de Sustentabilidade da Companhia, a Carta Anual de Políticas Públicas e de Governança Corporativa e demais relatórios corporativos a serem subscritos pelo Conselho de Administração;
 - h) o Regimento Interno da Diretoria, regulamentos e políticas gerais da Companhia.
 - i) as revisões do Código de Conduta e o Programa de Integridade da Companhia, em conformidade com a legislação aplicável;
 - j) as transações entre partes relacionadas, dentro dos critérios e limites definidos pela Companhia;
 - k) o regulamento interno de licitação e contratos;
- IV** aprovar:
- a) os critérios de avaliação técnico-econômica para os projetos de investimentos, com os respectivos planos de delegação de responsabilidade para sua implantação e execução;
 - b) o plano de contas contábil;
 - c) o plano anual de seguros da Companhia;
 - d) residualmente, dentro dos limites estatutários e regimentais, tudo o que se relacionar com atividades da Companhia e que não seja de competência privativa do Diretor Presidente, do Conselho de Administração ou da Assembleia Geral;
 - e) indicação dos representantes da Companhia nos órgãos estatutários das sociedades em que esta ou suas Subsidiárias Integrais tenham ou venham a ter participação direta ou indireta;
 - f) a participação corporativa em associações de classe e entidades não governamentais; e
 - g) proposta relacionada à política de pessoal.
- V** autorizar, observados os limites e as diretrizes fixadas pela lei e pelo Conselho de Administração e os limites de alçada estabelecidos em normativa interna e no Regimento Interno da Diretoria:
- a) atos de renúncia ou transação judicial ou extrajudicial, para por fim a litígios ou pendências, podendo fixar limites de valor para a delegação da prática desses atos pelo Diretor Presidente ou qualquer outro diretor; e
 - b) celebração de quaisquer negócios jurídicos quando o valor da operação não ultrapassar 2% (dois por cento) do patrimônio líquido, sem prejuízo da competência atribuída pelo Estatuto ao Conselho de Administração, incluindo aquisição, alienação ou oneração de ativos, obtenção de empréstimos e financiamentos, assunção de obrigações em geral e, ainda, associação com outras pessoas jurídicas.

Parágrafo Único. Quando o valor acumulado da aquisição, alienação ou oneração de ativos, obtenção de empréstimos e financiamentos, assunção de obrigações em geral e, ainda, associação com outras pessoas jurídicas atingir 5% (cinco por cento) do Patrimônio Líquido da Companhia, no decorrer do exercício fiscal, encaminhar relatório para deliberação pelo Conselho de Administração.

- VI estabelecer as premissas e aprovar a constituição das estruturas organizacionais da Companhia e de suas Subsidiárias Integrais;
- VII negociar e firmar instrumentos de gestão entre a Companhia, suas Subsidiárias Integrais e Sociedades de Propósito Específico Integrais;
- VIII estabelecer e monitorar práticas de governança, controles internos, diretrizes e políticas para suas Subsidiárias Integrais, nas sociedades direta ou indiretamente controladas e, no caso das participações minoritárias diretas ou indiretas, proporcionais à relevância, à materialidade e aos riscos do negócio do qual são partícipes;
- IX autorizar abertura, instalação, transferência e extinção de filiais, dependências, escritórios, representações ou quaisquer outros estabelecimentos;
- X indicar, caso decida, a Subsidiária Integral responsável pela execução das atividades relativas à gestão das sociedades nas quais a Companhia e suas Subsidiárias Integrais detêm participação acionária, observado o dever daquelas de fiscalização com base em práticas de governança e controle proporcionais à relevância, à materialidade e aos riscos do negócio do qual são partícipes; e
- XI orientar o voto a ser proferido pela Companhia nas Assembleias Gerais das Subsidiárias Integrais e demais sociedades e associações em que a Companhia possua participação direta.

Parágrafo Único. A Diretoria poderá designar mandatários ou conferir poderes aos demais níveis gerenciais da Companhia e da estrutura compartilhada da qual participa, por meio de norma interna ou por instrumento hábil, inclusive em conjunto com as Subsidiárias Integrais, dentro dos limites e competência individuais atribuídos aos diretores, tais como a assinatura de contratos, convênios, termos de cooperação, além de outros instrumentos que gerem obrigação para a Companhia ou suas Subsidiárias Integrais, exceto os atos indelegáveis por lei desde que previamente aprovados dentro dos limites ora estabelecidos.

Art. 47 O Regimento Interno da Diretoria detalhará as atribuições individuais de cada diretor, assim como poderá condicionar a prática de determinados atos compreendidos nas áreas de competência específica à prévia autorização da Diretoria Reunida.

CAPÍTULO V - COMITÊS ESTATUTÁRIOS

Art. 48 A Companhia contará com o Comitê de Auditoria, o Comitê de Indicação e Avaliação, o Comitê de Investimentos e Inovação, Comitê de Desenvolvimento Sustentável e o Comitê de Minoritários.

Parágrafo Único. Qualquer comitê remunerado deverá ser estatutário, sendo necessária, para sua criação, a reforma do Estatuto Social pela Assembleia Geral.

SEÇÃO I - COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO (CAE)

- Art. 49** O Comitê de Auditoria Estatutário é órgão independente, de caráter consultivo e permanente, de assessoramento ao Conselho de Administração.
- Art. 50** O Comitê de Auditoria Estatutário será único para a Companhia e suas Subsidiárias Integrais, exercendo suas atribuições e responsabilidades junto às sociedades controladas direta ou indiretamente pela Companhia, mediante deliberação do Conselho de Administração.
- Art. 51** As atribuições, o funcionamento, os procedimentos e a forma de composição deverão observar a legislação vigente e serão detalhadas por regimento interno específico, o qual será aprovado pelo Conselho de Administração.
- § 1º** Os membros do Comitê de Auditoria Estatutário, em sua primeira reunião, elegerão o seu presidente, dentre seus membros independentes, ao qual caberá dar cumprimento às deliberações do órgão, com registro no livro próprio de atas.
- § 2º** O Comitê de Auditoria Estatutário será composto por 03 (três) a 05 (cinco) membros escolhidos pelo Conselho de Administração, eleitos e destituíveis por tal órgão, todos com prazo de mandato unificado de 02 (dois) anos, permitidas, no máximo, 03 (três) reconduções consecutivas, observados os seguintes parâmetros:
- I** ter a maioria de membros independentes nos termos da Lei Federal nº 13.303/2016;
 - II** no mínimo, 01 (um) membro com experiência profissional reconhecida em assuntos de contabilidade societária, auditoria e finanças, que o caracterize como “especialista financeiro” nos termos da legislação vigente;
 - III** no mínimo 01(um) dos membros do Comitê deverá ser integrante do Conselho de Administração;
 - IV** no mínimo 01(um) dos membros do Comitê não será membro do Conselho de Administração e deverá ser escolhido dentre pessoas de mercado de notória experiência e capacidade técnica; e
 - V** o Presidente do Comitê deverá ser membro do Conselho de Administração.
- § 3º** Os membros do Comitê de Auditoria Estatutário deverão observar as condições mínimas impostas pela Lei Federal nº 13.303/2016 para ocupar o referido cargo.
- § 4º** O Comitê de Auditoria Estatutário se reunirá: (i) ordinariamente, uma vez por mês; (ii) trimestralmente com o Conselho Fiscal, Conselho de Administração, Auditoria Interna e auditoria independente; e (iii) extraordinariamente, sempre que necessário, decidindo por maioria de votos, com registro em ata a ser divulgada, no *website* da Companhia e em conformidade com a legislação aplicável, salvo quando o Conselho de Administração entender que sua publicação poderá colocar em risco interesse legítimo da Companhia, quando divulgará apenas seu extrato.
- § 5º** A Auditoria Interna será vinculada funcionalmente ao Conselho de Administração por intermédio do Comitê de Auditoria Estatutário.

Art. 52 É conferido ao Comitê de Auditoria Estatutário autonomia operacional e dotação orçamentária, anual ou por projeto, dentro de limites aprovados pelo Conselho de Administração, para conduzir ou determinar a realização de consultas, avaliações e investigações dentro do escopo de suas atividades, inclusive com a contratação e utilização de especialistas externos independentes.

SEÇÃO II - COMITÊ DE INDICAÇÃO E AVALIAÇÃO (CIA)

Art. 53 O Comitê de Indicação e Avaliação é órgão estatutário de caráter permanente, auxiliar dos acionistas, com as prerrogativas conforme previsto na Lei Federal nº 13.303/2016 e no seu Regimento Interno, que verificará a conformidade do processo de indicação e de avaliação dos administradores, conselheiros fiscais e membros de Comitês Estatutários, nos termos da legislação vigente.

§ 1º O Comitê de Indicação e Avaliação será composto por 03 (três) a 05 (cinco) membros, eleitos e destituídos pela Assembleia Geral, com mandato unificado de 02 (dois) anos, a contar da data de sua eleição, permitidas, no máximo, 02 (duas) reconduções consecutivas, com a seguinte composição:

- a)** no mínimo 02 (dois) e no máximo 03 (três) membros escolhidos pelo acionista controlador;
- b)** no mínimo 01 (um) e no máximo 02 (dois) membros indicados pelos acionistas minoritários; e
- c)** será assegurado ao acionista controlador o direito de eleger a maioria dos membros do Comitê.

§ 2º O Comitê de Indicação e Avaliação da Copel será único para a Copel Holding e suas Subsidiárias Integrais, podendo ser estendido às empresas controladas, coligadas e demais empresas que a Copel tenha participação.

§ 3º Os membros do Comitê de Indicação e Avaliação deverão opinar, de modo a auxiliar os acionistas sobre a conformidade na indicação de administradores, conselheiros fiscais e membros de Comitês Estatutários, observando o cumprimento dos requisitos e ausências de vedações para as respectivas eleições.

§ 4º O Comitê de Indicação e Avaliação verificará a conformidade do processo de avaliação dos administradores, conselheiros fiscais e membros dos Comitês Estatutários, de acordo com os parâmetros da Lei Federal nº 13.303/2016.

Art. 54 As atribuições, o funcionamento e os procedimentos deverão observar a legislação vigente e serão detalhados por regimento interno específico, o qual será aprovado pelo próprio órgão.

§ 1º O Comitê de Indicação e Avaliação se reunirá sempre que necessário e decidirá por maioria de votos, e de acordo com o previsto em seu Regimento Interno, registrará em ata, inclusive as dissidências e protestos, a qual divulgará no *website* da Companhia em conformidade com a legislação aplicável, sem prejuízo da divulgação de outras deliberações que o Comitê entender necessário.

§ 2º O Presidente do Comitê de Indicação e Avaliação será eleito por seus pares, em sua primeira reunião, ao qual caberá dar cumprimento às deliberações do órgão.

SEÇÃO III - COMITÊ DE INVESTIMENTOS E INOVAÇÃO (CII)

Art. 55 O Comitê de Investimentos e Inovação é órgão independente, de caráter consultivo e permanente, de assessoramento ao Conselho de Administração.

- Art. 56** O Comitê de Investimentos e Inovação será único para a Companhia e suas Subsidiárias Integrais, podendo exercer suas atribuições e responsabilidades junto às sociedades controladas direta ou indiretamente pela Companhia, mediante deliberação do Conselho de Administração.
- Art. 57** As atribuições, o funcionamento, os procedimentos e a forma de composição deverão observar a legislação vigente e serão detalhadas por regimento interno específico, o qual será aprovado pelo Conselho de Administração.
- § 1º** O presidente do Comitê de Investimentos e Inovação, ao qual caberá dar cumprimento às deliberações do órgão, com registro no livro próprio de atas, será membro do Conselho de Administração, devendo ser eleito na primeira reunião após a eleição dos membros do Comitê.
- § 2º** O Comitê de Investimentos e Inovação será composto por 03 (três) membros do Conselho de Administração, eleitos e destituídos por aquele colegiado, todos com prazo de mandato unificado de 02 (dois) anos, permitidas, no máximo, 03 (três) reconduções consecutivas, sendo:
- I** 01 (um) deles o secretário executivo do Conselho de Administração; e
 - II** 01 (um) membro do Conselho de Administração, representante dos acionistas minoritários;
- § 3º** Os membros do Comitê de Investimentos e Inovação deverão observar as condições mínimas impostas pela Lei Federal nº 13.303/2016 para ocupar o referido cargo.
- § 4º** O Comitê de Investimentos e Inovação se reunirá periodicamente, decidindo por maioria de votos, com registro em ata, inclusive das dissidências e dos protestos, conforme previsto em seu Regimento Interno.
- Art. 58** É conferido ao Comitê de Investimentos e Inovação autonomia operacional e dotação orçamentária, anual ou por projeto, dentro de limites aprovados pelo Conselho de Administração, para conduzir, dentro do seu escopo, suas atividades, inclusive com contratação e utilização de especialistas externos independentes.

SEÇÃO IV - COMITÊ DE DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL (CDS)

- Art. 59** O Comitê de Desenvolvimento Sustentável é órgão independente, de caráter consultivo e permanente, de assessoramento ao Conselho de Administração.
- Art. 60** O Comitê de Desenvolvimento Sustentável será único para a Companhia e suas Subsidiárias Integrais, podendo exercer suas atribuições e responsabilidades junto às sociedades controladas direta ou indiretamente pela Companhia, mediante deliberação do Conselho de Administração.
- Art. 61** As atribuições, o funcionamento, os procedimentos e a forma de composição deverão observar a legislação vigente e serão detalhadas por regimento interno específico, o qual será aprovado pelo Conselho de Administração.
- § 1º** O presidente do Comitê de Desenvolvimento Sustentável, ao qual caberá dar cumprimento às deliberações do órgão, será membro do Conselho de Administração, devendo ser eleito na primeira reunião após a eleição dos membros do Comitê.
- § 2º** O Comitê de Desenvolvimento Sustentável será composto de 03 (três) a 05 (cinco) membros, eleitos e destituídos pelo Conselho de Administração, todos com prazo de mandato unificado de 02 (dois) anos, permitidas, no máximo, 03 (três) reconduções consecutivas, observados os seguintes parâmetros:

- I no mínimo 02 (dois) membros do Conselho de Administração, sendo 01 (um) deles o secretário executivo do órgão;
- II 01 (um) membro do Comitê de Indicação e Avaliação; e
- III até 01 (um) membro externo com experiência profissional reconhecida em assuntos de responsabilidade do Comitê.

§ 3º Os membros do Comitê de Desenvolvimento Sustentável deverão observar as condições mínimas impostas pela Lei Federal nº 13.303/2016 para ocupar o referido cargo.

§ 4º O Comitê de Desenvolvimento Sustentável se reunirá periodicamente, decidindo por maioria de votos, com registro em ata, inclusive das dissidências e dos protestos, conforme previsto em seu Regimento Interno.

Art. 62 É conferido ao Comitê de Desenvolvimento Sustentável autonomia operacional e dotação orçamentária, anual ou por projeto, dentro de limites aprovados pelo Conselho de Administração, para conduzir, dentro do seu escopo, suas atividades, inclusive com a contratação e utilização de especialistas externos independentes.

SEÇÃO V - COMITÊ DE MINORITÁRIOS (CDM)

Art. 63 O Comitê de Minoritários é órgão independente, de caráter consultivo e permanente, de assessoramento ao Conselho de Administração.

Art. 64 As atribuições, o funcionamento, os procedimentos e a forma de composição deverão observar a legislação vigente e serão detalhadas por regimento interno específico, o qual será aprovado pelo Conselho de Administração.

§ 1º O presidente do Comitê de Minoritários, ao qual caberá dar cumprimento às deliberações do órgão, será eleito pelo Conselho de Administração.

§ 2º O Comitê de Minoritários será composto de 03 (três) membros do Conselho de Administração, representantes dos acionistas minoritários, eleitos e destituídos pelo Conselho de Administração, todos com prazo de mandato unificado de 02 (dois) anos, permitidas, no máximo, 03 (três) reconduções consecutivas.

§ 3º Os membros do Comitê de Minoritários deverão observar as condições mínimas impostas pela Lei Federal nº 13.303/2016 para ocupar o referido cargo.

§ 4º O Comitê de Minoritários se reunirá sempre que necessário, conforme os assuntos de sua competência forem tratados pelo Conselho de Administração, decidindo por maioria de votos, com registro em ata, conforme previsto em seu Regimento Interno, inclusive das dissidências e dos protestos.

Art. 65 É conferido ao Comitê de Minoritários autonomia operacional e dotação orçamentária, anual ou por projeto, dentro de limites aprovados pelo Conselho de Administração, para conduzir, dentro do seu escopo, suas atividades, inclusive com a contratação e utilização de especialistas externos independentes.

CAPÍTULO VI - CONSELHO FISCAL (CF)

Art. 66 A Companhia contará com um Conselho Fiscal de funcionamento permanente de fiscalização, de atuação colegiada e individual, com as competências e atribuições

previstas nas Leis Federais nº 6.404/1976 e 13.303/2016 e demais disposições legais aplicáveis.

Art. 67 O Conselho Fiscal se reunirá ordinariamente 01 (uma) vez por mês e, extraordinariamente, sempre que necessário, quando convocado por qualquer de seus membros ou pela Diretoria, lavrando-se ata em livro próprio.

Composição e funcionamento

Art. 68 O Conselho Fiscal será composto por 05 (cinco) membros titulares e igual número de suplentes, eleitos em Assembleia Geral com mandato unificado de 02 (dois) anos, a contar da data de sua eleição, permitidas, no máximo, 02 (duas) reconduções consecutivas.

§ 1º O Conselho Fiscal das Subsidiárias Integrais da Copel será composto pelos 03 (três) membros e respectivos suplentes indicados pelo acionista controlador para o Conselho Fiscal da Copel Holding.

§ 2º O presidente do Conselho Fiscal será eleito por seus pares, na primeira reunião após a eleição de seus membros, cabendo ao presidente dar cumprimento às deliberações do órgão.

§ 3º As atribuições, o funcionamento e os procedimentos deverão observar a legislação vigente e serão detalhados por regimento interno específico, o qual será aprovado pelo próprio órgão.

§ 4º Podem ser membros do Conselho Fiscal pessoas naturais, residentes no País, com formação acadêmica compatível com o exercício da função e que tenham exercido, por prazo mínimo de 03 (três) anos, cargo de direção ou assessoramento na Administração Pública ou cargo de conselheiro fiscal ou administrador em empresa.

§ 5º Não podem ser eleitos para o Conselho Fiscal, além das pessoas enumeradas nos parágrafos do Art. 147 da Lei Federal nº 6.404/1976, membros de Órgãos de Administração e empregados da Companhia ou de sociedade controlada ou do mesmo grupo, e o cônjuge ou parente, até terceiro grau, de administrador da Companhia.

§ 6º É vedada a indicação para o Conselho Fiscal:

- I de representante do órgão regulador ao qual a Copel está sujeita, de ministro de estado, de secretário de estado, de secretário municipal, de titular de cargo sem vínculo permanente com o serviço público, de natureza especial ou de direção e assessoramento superior na administração pública, de dirigente estatutário de partido político e de titular de mandato no Poder Legislativo de qualquer ente da federação, ainda que licenciados do cargo;
- II de pessoa que atuou, nos últimos 36 (trinta e seis) meses, como participante de estrutura decisória de partido político ou em trabalho vinculado a organização, estruturação e realização de campanha eleitoral;
- III de pessoa que exerça cargo em organização sindical;
- IV de pessoa que tenha firmado contrato ou parceria, como fornecedor ou comprador, demandante ou ofertante, de bens ou serviços de qualquer natureza, com o Estado do Paraná ou com a Copel em período inferior a 03 (três) anos antes da data de nomeação;
- V de pessoa que tenha ou possa ter qualquer forma de conflito de interesse com o Estado do Paraná ou com a Copel.

§ 7º A vedação prevista no inciso I do § 5º estende-se aos parentes consanguíneos ou afins até o terceiro grau das pessoas nele mencionadas.

Art. 69 As atribuições, o funcionamento e os procedimentos deverão observar a legislação vigente e serão detalhados por regimento interno específico, o qual será aprovado pelo próprio órgão.

§ 1º A função de membro do Conselho Fiscal é indelegável.

§ 2º Os membros do Conselho Fiscal têm os mesmos deveres dos administradores de que tratam os artigos 153 a 156 da Lei Federal nº 6.404/1976 e respondem pelos danos resultantes de omissão no cumprimento de seus deveres e de atos praticados com culpa ou dolo, ou com violação da lei ou do estatuto.

Vacância e substituições

Art. 70 Na hipótese de vacância, renúncia ou destituição do membro efetivo, este será substituído pelo seu respectivo suplente, até que haja eleição do novo conselheiro para complementação do mandato.

Representação e pareceres

Art. 71 O presidente do Conselho Fiscal, ou ao menos um dos membros deverá comparecer às reuniões da Assembléia Geral e responder aos pedidos de informações formulados pelos acionistas.

Parágrafo único. Os pareceres e representações do conselho fiscal, ou de qualquer um de seus membros, poderão ser apresentados e lidos na Assembleia Geral, independentemente de publicação e ainda que a matéria não conste da ordem do dia.

CAPÍTULO VII - REGRAS COMUNS AOS ÓRGÃOS ESTATUTÁRIOS

Posse, impedimentos e vedações

Art. 72 Para investidura no cargo, os membros dos órgãos estatutários deverão observar as condições mínimas impostas pelas Leis Federais nº 6.404/1976 e nº 13.303/2016, bem como deverão cumprir os procedimentos estabelecidos na Política de Indicação.

Art. 73 Os membros dos órgãos estatutários serão investidos em seus cargos mediante assinatura de termo de posse, lavrado no respectivo livro de atas.

§ 1º O termo de posse deverá ser assinado nos 30 (trinta) dias seguintes à eleição ou nomeação, sob pena de sua ineficácia, salvo justificativa aceita pelo órgão para o qual o membro tiver sido eleito, e deverá conter a indicação de pelo menos 01 (um) domicílio para recebimento de citações e intimações de processos administrativos e judiciais, relativos a atos de sua gestão, sendo permitida a alteração do domicílio indicado somente mediante comunicação escrita à Companhia.

§ 2º A investidura ficará condicionada à apresentação de declaração de bens e valores, na forma prevista na legislação vigente, que deverá ser atualizada anualmente e ao término do mandato.

- Art. 74** A posse dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria estará condicionada à prévia subscrição do Termo de Anuência dos Administradores, e a posse dos membros do Conselho Fiscal estará condicionada à prévia subscrição do Termo de Anuência dos Membros do Conselho Fiscal, nos termos do Regulamento do Nível 2 da B3, bem como ao atendimento dos requisitos legais aplicáveis.
- Art. 75** O prazo de mandato dos membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal, dos Comitês Estatutários de Assessoramento e da Diretoria será de 02 (dois) anos, sendo permitidas, no máximo:
- I** 02 (duas) reconduções consecutivas, para os membros do Conselho Fiscal e do Comitê de Indicação e Avaliação;
 - II** 03 (três) reconduções consecutivas, para os membros do Conselho de Administração, do Comitê de Auditoria Estatutário, do Comitê de Investimentos e Inovação, do Comitê de Desenvolvimento Sustentável, do Comitê de Minoritários e da Diretoria.
- Parágrafo único.** Atingido o limite de reconduções a que se referem os incisos I e II do *caput* deste artigo, o retorno de membro ao órgão estatutário na mesma Companhia, só poderá ser efetuado após decorrido prazo equivalente a um mandato, exceto ao Comitê de Auditoria Estatutário, ao qual só poderá ser efetuado após decorrido prazo de 03 (três) anos.
- Art. 76** Os administradores da Companhia, os membros do Conselho Fiscal e dos Comitês Estatutários deverão aderir à política de negociações de ativos de emissão própria, e à política de divulgação de informações e fatos relevantes, em atendimento à normativa da Comissão de Valores Mobiliários, mediante assinatura do termo respectivo.
- Art. 77** O acionista e os membros da Diretoria, dos Conselhos de Administração e Fiscal e comitês estatutários que, por qualquer motivo, tiverem interesse particular direto, indireto ou conflitante com o da Companhia em determinada deliberação, deverão se abster de participar da discussão e votação desse item, ainda que como representantes de terceiros, fazendo-se constar em ata a razão da abstenção, indicando a natureza e a extensão do seu interesse.
- Art. 78** Os membros dos órgãos estatutários serão desligados mediante renúncia voluntária ou destituição a qualquer tempo, nos termos da legislação aplicável e deste Estatuto.
- Art. 79** Salvo na hipótese de renúncia ou destituição, considera-se automaticamente prorrogado o mandato dos membros dos órgãos estatutários, até a investidura dos novos membros.
- Art. 80** Além dos casos previstos em lei, dar-se-á vacância do cargo quando:
- I** o membro do Conselho de Administração ou Fiscal ou dos Comitês Estatutários deixar de comparecer a 02 (duas) reuniões consecutivas ou 03 (três) intercaladas, nas últimas 12 (doze) reuniões, sem justificativa; e
 - II** o membro da Diretoria se afastar do exercício do cargo por mais de 30 (trinta) dias consecutivos, salvo em caso de licença ou nas hipóteses autorizados pelo Conselho de Administração.
- Art. 81** Anualmente será realizada avaliação de desempenho, individual e coletiva, dos membros do Conselho de Administração, dos Comitês Estatutários, da Diretoria e do Conselho Fiscal da Companhia e de suas Subsidiárias Integrais, com o apoio do Comitê de Indicação e Avaliação, podendo contar com instituição independente, conforme procedimento previamente definido e em conformidade com a Política de

Avaliação, observado os quesitos mínimos previstos pela Lei Federal nº 13.303/2016.

Art. 82 Os órgãos estatutários se reúnem validamente com a presença da maioria de seus membros e deliberam por voto da maioria dos presentes, com registro no livro próprio de atas, podendo estas serem lavradas de forma sumária.

§ 1º Em caso de decisão que não seja unânime, justificativa para o voto divergente poderá ser registrada, observando que se exime de responsabilidade o membro dissidente que faça consignar sua divergência em ata de reunião ou, não sendo possível, dê ciência imediata e por escrito de sua posição.

§ 2º Nas deliberações colegiadas do Conselho de Administração e da Diretoria, o membro que estiver presidindo a reunião terá o voto de desempate, além do voto pessoal.

Art. 83 Os membros de um órgão estatutário, quando convidados, poderão comparecer às reuniões dos outros órgãos, sem direito a voto.

Art. 84 As reuniões dos órgãos estatutários podem ser presenciais, por audioconferência ou videoconferência, nos termos deste Estatuto e do respectivo Regimento Interno.

Remuneração

Art. 85 A remuneração dos membros dos Órgãos Estatutários será fixada anualmente pela Assembleia Geral e não haverá acumulação de proventos ou quaisquer vantagens em razão das substituições que ocorram em virtude de vacância, ausências ou impedimentos temporários, nos termos do presente Estatuto.

Parágrafo Único. A remuneração dos membros do Conselho Fiscal, fixada pela Assembleia Geral que os eleger, observará o mínimo estabelecido legalmente, além do reembolso obrigatório das despesas de locomoção e estada necessárias ao desempenho da função.

Art. 86 É vedada a participação remunerada de membros da administração pública, direta ou indireta, em mais de 02 (dois) conselhos, incluindo os Conselhos de Administração ou Fiscal, considerando a Companhia ou de suas subsidiárias.

Parágrafo único. O Diretor Presidente, na condição de membro do Conselho de Administração, não será remunerado.

CAPÍTULO VIII - EXERCÍCIO SOCIAL, DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS, LUCROS, RESERVAS E DISTRIBUIÇÃO DE RESULTADOS

Art. 87 O exercício social coincide com o ano civil e ao término de cada exercício social serão elaboradas as demonstrações financeiras observando as regras contidas na Lei Federal nº 6.404/1976, e nas normas da Comissão de Valores Mobiliários, inclusive quanto à obrigatoriedade de auditoria independente por auditor registrado nesse órgão.

§ 1º A Companhia deverá elaborar demonstrações financeiras trimestrais e divulgá-las em sítio eletrônico.

§ 2º Ao fim de cada exercício social, a Diretoria fará elaborar as demonstrações financeiras previstas em lei, observando-se, quanto aos resultados, as seguintes regras:

- I do resultado do exercício serão deduzidos, antes de qualquer participação, os prejuízos acumulados e a provisão para o imposto de renda;
- II do lucro do exercício, 5% (cinco por cento) serão aplicados na constituição de reserva legal, que não excederá 20% (vinte por cento) do capital social;
- III a Companhia poderá registrar como reserva os juros sobre investimentos, realizados mediante a utilização de capital próprio, nas obras em andamento; e
- IV outras reservas poderão ser constituídas pela Companhia, na forma e limites legais.

Art. 88 Os acionistas terão direito, em cada exercício, a receber dividendos e/ou juros sobre o capital próprio, que não poderão ser inferiores a 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido ajustado de acordo com a Lei Federal nº 6.404/1976.

§ 1º Com base nos lucros retidos, nas reservas de lucros e no lucro líquido do exercício em curso, registrados em demonstrações contábeis intermediárias semestrais ou trimestrais, o Conselho de Administração, poderá deliberar a distribuição de dividendos intermediários, dividendos intercalares ou de juros sobre o capital próprio, desde que em conformidade com a política de dividendos e sem prejuízo da posterior ratificação da Assembleia Geral.

§ 2º Os dividendos intermediários, intercalares e os juros sobre capital próprio distribuídos nos termos do §1º, serão imputados ao dividendo obrigatório referente ao exercício social em que forem declarados, observada a legislação aplicável.

§ 3º O dividendo não será obrigatório no exercício social em que o Conselho de Administração informar à Assembleia Geral Ordinária, com parecer do Conselho Fiscal, ser ele incompatível com a situação financeira da Companhia.

§ 4º Os lucros que deixarem de ser distribuídos nos termos do §3º serão registrados como reserva especial e, se não absorvidos por prejuízos em exercícios subsequentes, deverão ser distribuídos tão logo o permita a situação financeira da Companhia.

§ 5º Na forma da lei, serão submetidos ao Tribunal de Contas do Estado, até o dia 30 de abril de cada ano, os documentos da administração relativos ao exercício social imediatamente anterior.

§ 6º Quando da distribuição de juros sobre capital próprio, o percentual previsto no *caput* será considerado atingido em relação ao montante distribuído líquido de tributos, nos termos da legislação aplicável.

Art. 89 Respeitados os limites e dispositivos estabelecidos na Lei Federal nº 6.404/1976, nos exercícios em que for pago o dividendo obrigatório, a Assembleia Geral fixará, anualmente, os limites de participação da Diretoria nos lucros da Companhia.

CAPÍTULO IX - DISSOLUÇÃO E LIQUIDAÇÃO

Art. 90 A Companhia dissolver-se-á e entrará em liquidação nos casos previstos em lei, cabendo à Assembleia Geral estabelecer o modo de liquidação e eleger o liquidante, ou liquidantes, e o Conselho Fiscal, caso seu funcionamento seja solicitado por acionistas que perfaçam o quórum estabelecido em lei ou na regulamentação expedida pela Comissão de Valores Mobiliários, obedecidas as formalidades legais, fixando-lhes os poderes e a remuneração.

CAPÍTULO X - MECANISMOS DE DEFESA

- Art. 91** Os membros da Diretoria, do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e dos comitês estatutários respondem pelos prejuízos ou danos causados no exercício de suas atribuições, nas hipóteses previstas em lei.
- Art. 92** A Companhia assegurará, nos casos em que não houver incompatibilidade com seus próprios interesses, a defesa jurídica em processos judiciais e administrativos propostos por terceiros contra integrantes e ex-integrantes dos Órgãos Estatutários, durante ou após os respectivos mandatos, por atos praticados no exercício do cargo ou de suas funções.
- § 1º** A mesma proteção definida no *caput* será estendida aos empregados prepostos e mandatários da Companhia que venham a figurar no polo passivo de processo judicial e/ou administrativo, exclusivamente em decorrência de atos que tenham praticado em cumprimento de mandato outorgado pela Companhia ou no exercício de competência delegada pelos administradores.
- § 2º** A defesa jurídica será assegurada por meio da área jurídica interna ou da contratação de seguro ou, na impossibilidade de fazê-lo, por escritório de advocacia contratado, a critério da Companhia.
- § 3º** Se após solicitação formal do interessado à Companhia, não for assegurada a defesa, nos termos do §2º, o agente poderá contratar, por sua conta, advogado de sua confiança, fazendo jus ao reembolso dos respectivos custos e honorários advocatícios fixados em montante razoável, proposto dentro dos parâmetros e condições atuais praticados pelo mercado para a defesa do caso específico, aprovados pelo Conselho de Administração, se for, ao final, absolvido ou exonerado de responsabilidade.
- § 4º** O Conselho de Administração poderá deliberar pelo adiantamento dos honorários do advogado contratado na hipótese do §3º.
- Art. 93** A Companhia assegurará o acesso em tempo hábil a toda a documentação necessária à defesa jurídica. Adicionalmente, arcará com os custos processuais, emolumentos de qualquer natureza, despesas administrativas e depósitos para garantia de instância quando a defesa for realizada pelo jurídico interno.
- Art. 94** Se a pessoa beneficiária da defesa jurídica, dentre as mencionadas no Art. 91 do presente Estatuto, for condenada ou responsabilizada, com sentença transitada em julgado, com fundamento em violação de lei ou do Estatuto, ou decorrente de ato culposo ou doloso, ficará obrigada a ressarcir a Companhia de todo o valor efetivamente desembolsado com a defesa jurídica, além de eventuais prejuízos causados.
- Art. 95** A Companhia poderá manter contrato de seguro de responsabilidade civil permanente em favor das pessoas mencionadas no Art. 91 do presente Estatuto, na forma e extensão definidas pelo Conselho de Administração e na apólice contratada, para a cobertura das despesas processuais e honorários advocatícios de processos judiciais e administrativos instaurados contra elas, a fim de resguardá-las das responsabilidades por atos decorrentes do exercício do cargo ou função, cobrindo todo o prazo de exercício dos respectivos mandatos.

CAPÍTULO XI - ALIENAÇÃO DE CONTROLE

- Art. 96** A perda da qualificação de acionista controlador pelo Estado do Paraná só poderá ocorrer em conformidade com os procedimentos constitucionais e legais aplicáveis, incluindo, sem limitação, caso aplicável, a necessidade de prévia autorização legislativa. Desde que preenchidos os pressupostos constitucionais e legais, a alienação de controle da Companhia, além de normas especificamente aplicáveis, deverá observar o disposto neste Capítulo.
- Art. 97** A alienação de controle da Companhia, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, deverá ser contratada sob a condição, suspensiva ou resolutiva, de que o adquirente se obrigue a efetivar oferta pública de aquisição das ações dos demais acionistas da Companhia, observando as condições e os prazos previstos na legislação vigente e no Regulamento do Nível 2 de Governança Corporativa da B3, de forma a assegurar-lhes tratamento igualitário àquele dado ao acionista controlador alienante.
- Parágrafo único.** A oferta pública de que trata este artigo será exigida ainda: (i) quando houver cessão onerosa de direitos de subscrição de ações e de outros títulos ou direitos relativos a valores mobiliários conversíveis em ações, que venha a resultar na alienação do controle da Companhia; ou (ii) em caso de alienação do controle de sociedade que detenha o poder de controle da Companhia, sendo que, nesse caso, o acionista controlador alienante ficará obrigado a declarar à B3 o valor atribuído à Companhia nessa alienação, anexando documentação que comprove esse valor.
- Art. 98** Aquele que adquirir o poder de controle, em razão de contrato particular de compra de ações celebrado com o acionista controlador, envolvendo qualquer quantidade de ações, estará obrigado a: (i) efetivar a oferta pública referida no artigo 97 acima; e (ii) pagar, nos termos a seguir indicados, quantia equivalente à diferença entre o preço da oferta pública e o valor pago por ação eventualmente adquirida em bolsa nos 6 (seis) meses anteriores à data da aquisição do poder de controle, devidamente atualizado até a data do pagamento. Referida quantia deverá ser distribuída entre todas as pessoas que venderam ações da Companhia nos pregões em que o adquirente realizou as aquisições, proporcionalmente ao saldo líquido vendedor diário de cada uma, cabendo à B3 operacionalizar a distribuição, nos termos de seus regulamentos.
- Art. 99** A Companhia não registrará qualquer transferência de ações para o adquirente ou para aquele(s) que vier(em) a deter o poder de controle, enquanto este(s) não subscrever(em) o Termo de Anuência dos Controladores a que se refere o Regulamento do Nível 2 de Governança Corporativa da B3.
- Art. 100** Nenhum acordo de acionistas que disponha sobre o exercício do poder de controle poderá ser registrado na sede da Companhia enquanto os seus signatários não tenham subscrito o Termo de Anuência dos Controladores a que se refere o Regulamento do Nível 2 de Governança Corporativa da B3.
- Art. 101** Na oferta pública de aquisição de ações, a ser feita pelo acionista controlador ou pela Companhia, para o cancelamento do registro de companhia aberta, o preço mínimo a ser ofertado deverá corresponder ao valor econômico apurado no laudo de avaliação elaborado nos termos dos parágrafos 1º e 2º deste artigo, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis.
- § 1º** O laudo de avaliação referido no caput deste artigo deverá ser elaborado por instituição ou empresa especializada, com experiência comprovada e independência quanto ao poder de decisão da Companhia, de seus administradores e/ou do(s) acionista(s) controlador(es), além de satisfazer os

requisitos do §1º do artigo 8º da Lei Federal nº 6.404/1976, e conter a responsabilidade prevista no §6º do mesmo artigo.

- § 2º** A escolha da instituição ou empresa especializada responsável pela determinação do valor econômico da Companhia é de competência privativa da Assembleia Geral, a partir da apresentação, pelo conselho de administração, de lista tríplice, devendo a respectiva deliberação, não se computando os votos em branco, e cabendo a cada ação, independentemente de espécie ou classe, o direito a um voto, ser tomada pela maioria dos votos dos acionistas representantes das ações em circulação presentes naquela assembleia, que, se instalada em primeira convocação, deverá contar com a presença de acionistas que representem, no mínimo, 20% (vinte por cento) do total de ações em circulação, ou que, se instalada em segunda convocação, poderá contar com a presença de qualquer número de acionistas representantes das ações em circulação.

CAPÍTULO XII - SAÍDA DO NÍVEL 2 DE GOVERNANÇA CORPORATIVA DA B3

- Art. 102** Caso seja deliberada a saída da Companhia do Nível 2 de Governança Corporativa para que os valores mobiliários por ela emitidos passem a ter registro para negociação fora do Nível 2 de Governança Corporativa, ou em virtude de operação de reorganização societária, na qual a sociedade resultante dessa reorganização não tenha seus valores mobiliários admitidos à negociação no Nível 2 de Governança Corporativa no prazo de 120 (cento e vinte) dias contados da data da Assembleia Geral que aprovou a referida operação, o acionista controlador deverá efetivar oferta pública de aquisição das ações pertencentes aos demais acionistas da Companhia, no mínimo, pelo respectivo valor econômico, a ser apurado em laudo de avaliação elaborado nos termos dos §§ 1º e 2º do Artigo 101, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis.

Parágrafo único. O acionista controlador estará dispensado de proceder à oferta pública de aquisição de ações referida no *caput* deste artigo se a Companhia sair do Nível 2 de Governança Corporativa em razão da celebração do contrato de participação da Companhia no segmento especial da B3 denominado Novo Mercado (Novo Mercado) ou se a Companhia, resultante de reorganização societária, obtiver autorização para negociação de valores mobiliários no Novo Mercado, no prazo de 120 (cento e vinte) dias, contados da data da Assembleia Geral que aprovou a referida operação.

- Art. 103** Na hipótese de não haver acionista controlador, caso seja deliberada a saída da Companhia do Nível 2 de Governança Corporativa para que os valores mobiliários por ela emitidos passem a ter registro para negociação fora do Nível 2 de Governança Corporativa, ou em virtude de operação de reorganização societária, na qual a sociedade resultante dessa reorganização não tenha seus valores mobiliários admitidos à negociação no Nível 2 de Governança Corporativa ou no Novo Mercado no prazo de 120 (cento e vinte) dias contados da data da Assembleia Geral que aprovou a referida operação, a saída estará condicionada à realização de oferta pública de aquisição de ações nas mesmas condições previstas no artigo anterior.

- § 1º** A referida Assembleia Geral deverá definir o(s) responsável(is) pela realização da oferta pública de aquisição de ações, o(s) qual(is), presente(s) na assembleia, deverá(ão) assumir expressamente a obrigação de realizar a oferta.

§ 2º Na ausência de definição dos responsáveis pela realização da oferta pública de aquisição de ações, no caso de operação de reorganização societária, na qual a companhia resultante dessa reorganização não tenha seus valores mobiliários admitidos à negociação no Nível 2 de Governança Corporativa, caberá aos acionistas que votaram favoravelmente à reorganização societária realizar a referida oferta.

Art. 104 A saída da Companhia do Nível 2 de Governança Corporativa da B3 em razão de descumprimento de obrigações constantes do Regulamento do Nível 2 está condicionada à efetivação de oferta pública de aquisição de ações, no mínimo, pelo valor econômico das ações, a ser apurado em laudo de avaliação de que trata o Artigo 101 do presente Estatuto, respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis.

§ 1º O acionista controlador deverá efetivar a oferta pública de aquisição de ações prevista no *caput* desse artigo.

§ 2º Na hipótese de não haver acionista controlador e a saída do Nível 2 de Governança Corporativa da B3 referida no *caput* decorrer de deliberação da Assembleia geral, os acionistas que tenham votado a favor da deliberação que implicou o respectivo descumprimento deverão efetivar a oferta pública de aquisição de ações prevista no *caput*.

§ 3º Na hipótese de não haver acionista controlador e a saída do Nível 2 de Governança Corporativa referida no *caput* ocorrer em razão de ato ou fato da administração, os administradores da Companhia deverão convocar Assembleia Geral de Acionistas cuja ordem do dia será a deliberação sobre como sanar o descumprimento das obrigações constantes do Regulamento do Nível 2 ou, se for o caso, deliberar pela saída da Companhia do Nível 2 de Governança Corporativa.

§ 4º Caso a Assembleia Geral mencionada no §3º delibere pela saída da Companhia do Nível 2 de Governança Corporativa, a referida Assembleia Geral deverá definir o(s) responsável(is) pela realização da oferta pública de aquisição de ações prevista no *caput*, o(s) qual(is), presente(s) na assembleia, deverá(ão) assumir expressamente a obrigação de realizar a oferta.

CAPÍTULO XIII – EMISSÃO DE UNITS

Art. 105 A Companhia poderá patrocinar a emissão de certificados de depósito de ações, representativos de 1 (uma) ação ordinária e 4 (quatro) ações preferenciais classe B (*Units*).

§ 1º As *Units* poderão ser emitidas: (i) mediante solicitação dos acionistas que detenham ações em quantidade necessária à composição das *Units*, observados os prazos, regras e procedimentos fixados pelo Conselho de Administração; (ii) mediante deliberação do Conselho de Administração, em caso de aumento de capital dentro do limite de capital autorizado com a emissão de novas ações a serem representadas por *Units*; e (iii) nos casos previstos nos Artigos 108 e 109 do presente Estatuto.

§ 2º Somente poderão ser objeto de depósito para a emissão de *Units* ações livres de ônus e gravames.

§ 3º A Companhia poderá contratar instituição financeira para emissão das *Units*.

Art. 106 Os titulares das *Units* terão os mesmos direitos e vantagens das ações por elas representadas, inclusive quanto ao pagamento de dividendos, juros sobre o capital

próprio e quaisquer outras bonificações, pagamentos ou proventos a que possam fazer jus.

Parágrafo Único. Os titulares das *Units* têm o direito de participar das Assembleias Gerais e nelas exercer todas as prerrogativas conferidas às ações representadas pelas *Units*, mediante comprovação de sua titularidade e observadas as regras de representação de acionistas previstas neste Estatuto.

Art. 107 As *Units* são escriturais, observado que, a partir da emissão das *Units*, as ações depositadas ficarão registradas em conta de depósito aberta em nome do titular das ações perante a instituição financeira depositária.

§ 1º Salvo na hipótese de cancelamento das *Units*, a propriedade das ações representadas pelas *Units* somente poderá ser transferida por meio da transferência das *Units*.

§ 2º O titular das *Units* terá o direito de solicitar à instituição financeira depositária, a qualquer tempo, o cancelamento das *Units* e a consequente entrega das respectivas ações depositadas, observados os prazos, regras e procedimentos a serem fixados pelo Conselho de Administração.

§ 3º As *Units* sujeitas a ônus, gravames ou embaraços não poderão ser objeto de pedido de cancelamento.

§ 4º O Conselho de Administração poderá, a qualquer tempo, suspender por prazo determinado, não superior a 30 (trinta) dias, a possibilidade de cancelamento de *Units* referida no § 2º, no caso de início de oferta pública de distribuição primária e/ou secundária de *Units*, no mercado local e/ou internacional.

Art. 108 Nas hipóteses de desdobramento, grupamento, bonificação ou emissão de novas ações mediante a capitalização de lucros ou reservas, as seguintes regras deverão ser observadas com relação às *Units*:

I no caso de aumento da quantidade de ações de emissão da Companhia, a instituição financeira depositária registrará o depósito das novas ações e creditará novas *Units* na conta dos respectivos titulares, de modo a refletir o novo número de ações detidas pelos titulares das *Units*, sempre observando a proporção prevista no Artigo 105 do presente Estatuto, sendo que as ações que não forem passíveis de constituir *Units* serão creditadas diretamente aos acionistas, sem a emissão de *Units*; e

II no caso da redução da quantidade de ações de emissão da Companhia, a instituição financeira depositária debitará as contas de depósito de *Units* dos titulares das ações grupadas, efetuando o cancelamento automático de *Units* em número suficiente para refletir o novo número de ações detidas pelos titulares das *Units*, sempre observando a proporção prevista no Artigo 105 do presente Estatuto, sendo que as ações não passíveis de constituir *Units* serão creditadas diretamente aos acionistas, sem a emissão de *Units*.

Art. 109 Na hipótese de exercício do direito de preferência para a subscrição de ações de emissão da Companhia, se houver, a instituição financeira depositária criará novas *Units* no livro de registro de *Units* escriturais, creditando-lhes aos respectivos titulares, de modo a refletir a nova quantidade de ações depositadas na conta de depósito vinculada às *Units*, sempre observando a proporção prevista no artigo 105 deste Estatuto, sendo que as ações não passíveis de constituir *Units* serão creditadas diretamente aos acionistas, sem a emissão de *Units*.

Parágrafo Único. Nos casos em que houver o exercício do direito de preferência para a subscrição de outros valores mobiliários de emissão da Companhia, não ocorrerá o crédito automático de *Units*.

CAPÍTULO XIV - RESOLUÇÃO DE CONFLITOS

- Art. 110** A Companhia, seus acionistas, administradores e os membros do Conselho Fiscal obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, perante a Câmara de Arbitragem do Mercado, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada com ou oriunda de, em especial, quanto aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei Federal nº 6.404/1976 e alterações posteriores, neste Estatuto, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento do Nível 2, do Regulamento de Arbitragem, do Regulamento de Sanções e do Contrato de Participação no Nível 2 de Governança Corporativa da B3.

CAPÍTULO XV - DISPOSIÇÕES GERAIS

- Art. 111** Na hipótese de retirada de acionistas ou de fechamento de capital, o montante a ser pago pela Companhia a título de reembolso pelas ações detidas pelos acionistas que tenham exercido direito de retirada, nos casos autorizados por lei, deverá corresponder ao valor econômico de tais ações, a ser apurado de acordo com o procedimento de avaliação aceito pela Lei Federal nº 6.404/1976, sempre que tal valor for inferior ao valor patrimonial.
- Art. 112** A Companhia deverá observar, além do acordo de acionistas, as orientações e procedimentos previstos em legislação federal, estadual e municipal, bem como em normas regulatórias e normativas expedidas por órgãos estaduais e federais.
- Art. 113** As regras referentes aos prazos de mandato dos membros dos Órgãos Estatutários previstos neste Estatuto deverão ser aplicadas conforme previsto na Lei Federal nº 13.303/2016 e demais disposições legais aplicáveis.
- Art. 114** Os artigos 4º, §§ 3º e 4º; 5º, §6º, VI; 5º, §7º, I, II, III, IV e V; 11; 28, XXXIII e XXXIV; 97; 98, 99, 100, 101, 102, 103, 104 e 110 do presente Estatuto, relacionados com a migração ao Nível 2, terão a eficácia suspensa, e somente produzirão efeitos na data de verificação das seguintes condições: (i) liquidação financeira da oferta pública secundária de distribuição de ações ou de *Units* a ser realizada pelo acionista controlador; e (ii) admissão da Companhia no segmento especial de listagem denominado Nível 2 de Governança Corporativa da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão.

Parágrafo único. Enquanto estiver suspensa a eficácia dos dispositivos relacionados ao Nível 2, conforme previsto no *caput*, a Companhia permanecerá no Nível 1 de Governança Corporativa da B3, continuando em vigor, de forma transitória, as seguintes regras:

- I com a admissão da Companhia no segmento especial de listagem denominado Nível 1 de Governança Corporativa da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão (B3), sujeitam-se a Companhia, seus acionistas, administradores e membros do Conselho Fiscal, quando instalado, às disposições do Regulamento de Listagem do Nível 1 de Governança Corporativa da B3 (Regulamento do Nível 1); e
- II a posse dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria estará condicionada à prévia subscrição do Termo de Anuência dos administradores nos termos do disposto no Regulamento do Nível 1, bem como ao atendimento dos requisitos legais aplicáveis.

ANEXO I - ALTERAÇÕES ESTATUTÁRIAS

O texto originário do Estatuto da Copel (arquivado na Jucepar, sob o nº 17.340, em 16.06.1955, e publicado no DOE PR, de 25.06.1955) foi objeto de modificações cujas referências são citadas a seguir:

Ata da AG	JUCEPAR		Publicada no DOE PR
	Nº arq.	Data	
09.09.1969	83.759	01.10.1969	08.10.1969
21.08.1970	88.256	04.09.1970	14.09.1970
22.10.1970	88.878	05.11.1970	16.11.1970
28.04.1972	95.513	24.05.1972	30.05.1972
30.04.1973	101.449	15.08.1973	28.08.1973
06.05.1974	104.755	21.05.1974	05.06.1974
27.12.1974	108.364	07.02.1975	21.02.1975
30.04.1975	110.111	03.06.1975	18.06.1975
26.03.1976	114.535	29.04.1976	10.05.1976
15.02.1978	123.530	28.02.1978	08.03.1978
14.08.1979	130.981	09.11.1979	20.11.1979
26.02.1980	132.253	25.03.1980	16.04.1980
30.10.1981	139.832	01.12.1981	18.12.1981
02.05.1983	146.251	31.05.1983	14.06.1983
23.05.1984	150.596	26.07.1984	28.08.1984
17.12.1984	160.881	17.01.1985	11.02.1985
11.06.1985	162.212	01.07.1985	18.07.1985
12.01.1987	166.674	13.02.1987	26.02.1987
18.03.1987	166.903	07.04.1987	08.05.1987
19.06.1987	167.914	02.07.1987	14.07.1987
22.02.1994	18444,7	28.02.1994	17.03.1994
22.08.1994	309,0	20.09.1994	06.10.1994
15.02.1996	960275860	27.02.1996	06.03.1996
18.10.1996	961839597	29.10.1996	06.11.1996
10.07.1997	971614148	18.07.1997	22.07.1997
12.03.1998	980428793	01.04.1998	07.04.1998
30.04.1998	981597050	06.05.1998	12.05.1998
25.05.1998	981780954	28.05.1998	02.06.1998
26.01.1999	990171175	05.02.1999	11.02.1999
25.03.1999	990646483	14.04.1999	23.04.1999
27.03.2000	000633666	30.03.2000	07.04.2000
07.08.2001	20011994770	14.08.2001	27.08.2001
26.12.2002	20030096413	29.01.2003	10.02.2003
19.02.2004	20040836223	08.03.2004	19.03.2004
17.06.2005	20052144879	23.06.2005	05.07.2005
11.01.2006	20060050632	20.01.2006	25.01.2006

Cont....

ANEXO I - ALTERAÇÕES ESTATUTÁRIAS

Continuação...

Ata da AG	JUCEPAR		Publicada no DOE PR
	Nº arq.	Data	
24.08.2006	20063253062	30.08.2006	11.09.2006
02.07.2007	20072743441	04.07.2007	27.07.2007
18.04.2008	20081683790	25.04.2008	27.05.2008
13.03.2009	20091201500	13.03.2009	31.03.2009
08.07.2010	20106612077	20.07.2010	04.08.2010
28.04.2011	20111122929	10.05.2011	07.06.2011
26.04.2012	20123192609	09.05.2012	15.05.2012
25.04.2013	20132186560	07.05.2013	20.05.2013
25.07.2013	20134231198	30.07.2013	09.08.2013
10.10.2013	20135861330	15.10.2013	25.10.2013
24.04.2014	20142274046	29.04.2014	05.05.2014
23.04.2015	20152615962	04.05.2015	06.05.2015
22.12.2016	20167724827	04.01.2017	06.01.2017
07.06.2017	20173251129	12.06.2017	19.06.2017
28.06.2018	20183296796	11.07.2018	17.07.2018
29.04.2019	20192743090	07.05.2019	10.05.2019
02.12.2019	20197383041	17.12.2019	19.12.2019
11.03.2021	20211660922	25.03.2021	06.04.2021

ANEXO II - EVOLUÇÃO DO CAPITAL (ART. 5º)

Capital Inicial, em 28.03.1955: Cr\$ 800.000.000,00

Ata da AG	Novo Capital Aprovado	JUCEPAR		Publicada no DOE PR
		Nº arq.	Data	
Cr\$				
01.10.1960	1.400.000.000,00	26.350	13.10.1960	14.10.1960
16.04.1962	4.200.000.000,00	31.036	03.05.1962	26.05.1962
11.11.1963	8.000.000.000,00	37.291	28.11.1963	02.12.1963
13.10.1964	16.000.000.000,00	50.478	23.10.1964	31.10.1964
24.09.1965	20.829.538.000,00	65.280	15.10.1965	18.10.1965
29.10.1965	40.000.000.000,00	65.528	12.11.1965	18.11.1965
20.09.1966	70.000.000.000,00	70.003	11.10.1966	18.10.1966 ¹
NCr\$				
31.10.1967	125.000.000,00	74.817	01.12.1967	07.12.1967
17.06.1968	138.660.523,00	77.455	27.06.1968	13.07.1968
27.11.1968	180.000.000,00	79.509	10.12.1968	20.12.1968
06.06.1969	210.000.000,00	82.397	11.07.1969	05.08.1969
13.10.1969	300.000.000,00	84.131	30.10.1969	03.11.1969
03.12.1969	300.005.632,00	84.552	16.12.1969	30.12.1969
06.04.1970	332.111.886,00	86.263	14.05.1970	09.06.1970
Cr\$				
24.11.1970	425.000.000,00	89.182	11.12.1970	18.12.1970
18.12.1970	500.178.028,00	89.606	04.02.1971	17.02.1971
31.07.1972	866.000.000,00	97.374	21.09.1972	04.10.1972
30.04.1973 ²	867.934.700,00	101.449	15.08.1973	28.08.1973
31.08.1973	877.000.000,00	102.508	09.11.1973	21.11.1973
30.10.1973 ³	1.023.000.000,00	103.387	25.01.1974	11.02.1974
30.05.1974	1.023.000.010,00	105.402	21.06.1974	27.06.1974
27.12.1974	1.300.000.000,00	108.364	07.02.1975	21.02.1975
30.04.1975	1.302.795.500,00	110.111	13.06.1975	18.06.1975
22.12.1975	1.600.000.000,00	113.204	15.01.1976	13.02.1976
26.03.1976	1.609.502.248,00	114.535	29.04.1976	10.05.1976
17.12.1976	2.100.000.000,00	118.441	14.01.1977	04.02.1977
29.08.1977	3.000.000.000,00	122.059	14.10.1977	25.10.1977
16.11.1977	3.330.000.000,00	122.721	13.12.1977	12.01.1978
28.04.1978	3.371.203.080,00	125.237	06.07.1978	20.07.1978

Cont....

¹ Retificada no DOE PR de 05.06.1967.

² Ratificada na AGE de 07.08.1973, publicada no DOE PR de 23.08.1973.

³ Ratificada na AGE de 21.12.1973, publicada no DOE PR de 01.02.1974.

ANEXO II - EVOLUÇÃO DO CAPITAL (ART. 5º)

Continuação...

Ata da AG	Novo Capital Aprovado	JUCEPAR		Publicada no DOE PR
		Nº arq.	Data	
Cr\$				
14.12.1978	4.500.000.000,00	127.671	19.01.1979	06.03.1979
05.03.1979	5.656.487.659,00	128.568	04.05.1979	17.05.1979
30.04.1979	5.701.671.254,00	129.780	24.07.1979	14.08.1979
24.09.1979	8.000.000.000,00	130.933	05.11.1979	23.11.1979
CR\$				
27.03.1980	10.660.296.621,00	133.273	17.06.1980	27.06.1980
29.04.1980	10.729.574.412,00	133.451	27.06.1980	16.07.1980
16.10.1980	11.600.000.000,00	135.337	02.12.1980	20.01.1981
30.04.1981	20.000.000.000,00	137.187	19.05.1981	29.05.1981
30.10.1981	20.032.016.471,00	139.832	01.12.1981	18.12.1981
30.04.1982	37.073.740.000,00	141.852	01.06.1982	17.06.1982
29.10.1982	39.342.000.000,00	144.227	14.12.1982	29.12.1982
14.03.1983	75.516.075.768,00	145.422	12.04.1983	10.05.1983
02.05.1983	80.867.000.000,00	146.251	31.05.1983	14.06.1983
01.09.1983	83.198.000.000,00	148.265	25.10.1983	09.12.1983
10.04.1984	205.139.191.167,00	150.217	15.06.1984	17.07.1984
10.04.1984	215.182.000.000,00	150.217	15.06.1984	17.07.1984
05.10.1984	220.467.480.000,00	160.412	08.11.1984	27.11.1984
25.03.1985	672.870.475.837,00	161.756	21.05.1985	11.06.1985
25.03.1985	698.633.200.000,00	161.756	21.05.1985	11.06.1985
18.09.1985	719.093.107.000,00	163.280	14.11.1985	27.11.1985
Cz\$				
25.04.1986	2.421.432.629,00	164.815	11.06.1986	30.06.1986
23.10.1986	2.472.080.064,00	166.138	06.11.1986	14.11.1986
18.03.1987	4.038.049.401,49	166.903	07.04.1987	08.05.1987
18.03.1987	4.516.311.449,87	166.903	07.04.1987	08.05.1987
18.09.1987	4.682.539.091,91	168.598	06.10.1987	16.10.1987
14.04.1988	18.772.211.552,10	170.034	06.05.1988	25.05.1988 ⁴
14.04.1988	19.335.359.578,00	170.034	06.05.1988	25.05.1988
14.06.1988	19.646.159.544,00	170.727	11.07.1988	20.07.1988
25.04.1989	174.443.702.532,00	172.902	26.05.1989	06.07.1989
NCz\$				
25.04.1989	182.848.503,53	172.902	26.05.1989	06.07.1989
26.06.1989	184.240.565,60	17.337,4	12.07.1989	21.07.1989

Cont....

⁴ Retificação no DOE nº 2780, de 27.05.88.

ANEXO II - EVOLUÇÃO DO CAPITAL (ART. 5º)

Continuação...

Ata da AG	Novo Capital Aprovado	JUCEPAR		Publicada no DOE PR
		Nº arq.	Data	
Cr\$				
30.03.1990	2.902.464.247,10	175.349	02.05.1990	09.05.1990
30.03.1990	3.113.825.643,60	175.349	02.05.1990	09.05.1990
25.05.1990	3.126.790.072,52	176.016	10.07.1990	09.08.1990
25.03.1991	28.224.866.486,42	17.780,9	26.04.1991	23.05.1991
25.03.1991	30.490.956.176,38	17.780,9	26.04.1991	23.05.1991
23.05.1991	30.710.162.747,26	17.833,7	18.06.1991	27.06.1991
28.04.1992	337.561.908.212,47	18.061,7	08.06.1992	06.07.1992
28.04.1992	367.257.139.084,96	18.061,7	08.06.1992	06.07.1992
25.06.1992	369.418.108.461,33	18.089,9	09.07.1992	17.07.1992
01.04.1993	4.523.333.257.454,10	18.255,3	29.04.1993	20.05.1993
01.04.1993	4.814.158.615.553,95	18.255,3	29.04.1993	20.05.1993
15.06.1993	4.928.475.489.940,95 ⁵	18.313,9	13.07.1993	24.08.1993
CR\$				
26.04.1994	122.158.200.809,22 ⁶	1847810	10.05.1994	08.06.1994
R\$				
25.04.1995	446.545.229,15	950696471	18.05.1995	19.06.1995
23.04.1996	546.847.990,88	960710000	07.05.1996	15.05.1996
29.07.1997	1.087.959.086,89	971614130	30.07.1997	01.08.1997
07.08.1997	1.169.125.740,57 ⁷	971761671	12.08.1997	15.08.1997
12.03.1998	1.225.351.436,59	980428793	01.04.1998	07.04.1998
25.03.1999	1.620.246.833,38	990646483	14.04.1999	23.04.1999
26.12.2002	2.900.000.000,00	20030096413	29.01.2003	10.02.2003
29.04.2004	3.480.000.000,00	20041866290	07.06.2004	18.06.2004
27.04.2006	3.875.000.000,00	20061227897	09.05.2006	24.05.2006
27.04.2007	4.460.000.000,00	20071761462	05.05.2007	29.05.2007
27.04.2010	6.910.000.000,00	20105343960	06.05.2010	13.05.2010
22.12.2016	7.910.000.000,00	20167724827	04.01.2017	06.01.2017
29.04.2019	10.800.000.000,00	20192743090	07.05.2019	10.05.2019

⁵ Em função da Medida Provisória nº 336, de 28.07.93, que altera a moeda nacional, o capital da Empresa passou, a partir de 01.08.93, a ser registrado em "cruzeiros reais" (CR\$ 4.928.475.475,41, nesta última data).

⁶ Em função da Medida Provisória nº 542, de 30.06.94, que altera a moeda nacional, o capital da Empresa passou, a partir de 01.07.94, a ser registrado em "reais" (R\$ 44.421.146,54, nesta última data).

⁷ Aumento do capital social autorizado pelo Conselho de Administração.

[EXECUTION COPY]

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA - COPEL

AND

THE BANK OF NEW YORK

As Depositary

AND

OWNERS AND BENEFICIAL OWNERS OF
AMERICAN DEPOSITARY SHARES

Deposit Agreement

Dated as of March 21, 1996

Amended and Restated as of July 29, 1997

As Further Amended and Restated as of November 21, 2007

DEPOSIT AGREEMENT

DEPOSIT AGREEMENT dated as of March 21, 1996, as amended and restated as of July 29, 1997, as further amended and restated as of November 21, 2007 among COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA-COPEL, a *sociedade de economia mista* (a mixed-capital corporation with limited liability) organized under the laws of the Federative Republic of Brazil (herein called the Company), THE BANK OF NEW YORK, a New York banking corporation (herein called the Depository), and all Owners and Beneficial Owners from time to time of American Depositary Receipts issued hereunder.

WITNESSETH:

WHEREAS, the Company and the Depository entered into a Deposit Agreement, dated March 21, 1996, amended and restated as of July 29, 1997 (the "COPEL Deposit Agreement");

WHEREAS, the Company and the Depository now wish to further amend the COPEL Deposit Agreement to, among other things, provide for the creation of uncertificated American Depositary Shares;

WHEREAS, the Company desires to provide, as hereinafter set forth in this Deposit Agreement for the deposit of Shares (as hereinafter defined) of the Company from time to time with the Depository or with the Custodian (as hereinafter defined) as agent of the Depository for the purposes set forth in the Deposit Agreement, for the creation of American Depositary Shares representing the Shares so deposited, in specified circumstances, and for the execution and delivery of American Depositary Receipts evidencing the American Depositary Shares; and

WHEREAS, the American Depositary Receipts are to be substantially in the form of Exhibit A annexed hereto, with appropriate insertions, modifications and omissions, as hereinafter provided in this Amended and Restated Deposit Agreement.

NOW, THEREFORE, in consideration of the premises, the parties hereto hereby agree that, pursuant to Section 6.02 of this Deposit Agreement, this Deposit Agreement shall be amended and restated as follows:

ARTICLE 1. DEFINITIONS

The following definitions shall for all purposes, unless otherwise clearly indicated, apply to the respective terms used in this Deposit Agreement:

SECTION 1.01. American Depositary Shares.

The term "American Depositary Shares" shall mean the securities representing the interests in the Deposited Securities and evidenced by the Receipts issued hereunder. Each American Depositary Share shall represent the number of Shares specified in Exhibit A annexed hereto, until there shall occur a distribution upon Deposited Securities covered by Section 4.03 or a change in Deposited Securities covered by Section 4.08 or otherwise with respect to which additional Receipts are not executed and delivered, and thereafter American Depositary Shares shall evidence the amount of Shares or Deposited Securities specified in such Sections.

SECTION 1.02. Beneficial Owner.

The term "Beneficial owner" shall be any person who has a beneficial interest in any American Depositary Share.

SECTION 1.03. Business Day.

The term "Business Day" shall mean any day on which banks in each of São Paulo, Brazil, Curitiba, Brazil and New York, New York are not required or authorized by law to close.

SECTION 1.04. Central Bank.

The term "Central Bank" shall mean *Banco Central do Brasil* and its successors.

SECTION 1.05. Charter.

The term "Charter" shall mean the *Estatuto Social* of the Company.

SECTION 1.06. Commission.

The term "Commission" shall mean the Securities and Exchange Commission of the United States or any successor governmental agency in the United States.

SECTION 1.07. Company.

The term "Company" shall mean Companhia Paranaense de Energia--COPEL, a *sociedade de economia mista* (a mixed-capital corporation with limited liability), organized under the laws of the Federative Republic of Brazil, and its successors.

SECTION 1.08. Custodian.

The term "Custodian" shall mean the principal São Paulo, Brazil office of Banco Itaú S/A, as agent of the Depositary for the purposes of this Deposit Agreement, and any other firm or corporation which may hereafter be appointed by the Depositary pursuant to the terms of Section 5.05, as substitute or additional custodian or custodians hereunder, as the context shall require and shall also mean all of them collectively.

SECTION 1.09. CVM.

The term "CVM" shall mean the *Comissão de Valores Mobiliários* of Brazil.

SECTION 1.10. Deposit Agreement.

The term "Deposit Agreement" shall mean this amended and restated Deposit Agreement, including Exhibit A hereto, as the same may be amended from time to time in accordance with the provisions hereof.

SECTION 1.11. Depositary; Corporate Trust Office.

The term "Depositary" shall mean The Bank of New York, a New York banking corporation, and any successor as depositary hereunder. The term "Corporate Trust Office", when used with respect to the Depositary, shall mean the office of the Depositary which at the date of this Deposit Agreement is located at 101 Barclay Street, New York, New York 10286.

SECTION 1.12. Deposited Securities.

The term "Deposited Securities" as of any time shall mean Shares at such time deposited or deemed to be deposited (including as contemplated under Section 2.09) under this Deposit Agreement and any and all other securities, property and cash received or deemed to be received by the Depositary or the Custodian in respect or in lieu of such deposited Shares and at such time held hereunder, subject as to cash to the provisions of Section 4.05.

SECTION 1.13. Dollars; Reais.

The term "Dollars" shall mean United States dollars. The term "Reais" shall mean the lawful currency of Brazil.

SECTION 1.14. Foreign Currency.

The term "Foreign Currency" shall mean currency other than Dollars.

SECTION 1.15. Foreign Registrar.

The term "Foreign Registrar" shall mean the entity that presently carries out the duties of registrar for the Shares or any successor as registrar for the Shares and any other appointed agent of the Company for the transfer and registration of Shares.

SECTION 1.16. Offering.

The term "Offering" shall mean the offer and sale of Shares, as described in the Prospectus, dated July 29, 1997, including in connection with an overallotment option granted to the U.S. Underwriters and the International Underwriters (each as defined therein).

SECTION 1.17. Owner.

The term "Owner" shall mean the person in whose name a Receipt is registered on the books of the Depository maintained for such purpose.

SECTION 1.18. Pre-Release.

The term "Pre-Release" shall have the meaning set forth in Section 2.09.

SECTION 1.19. Receipts.

The term "Receipts" shall mean the American Depositary Receipts issued hereunder evidencing American Depositary Shares, as the same may be amended from time to time in accordance with the provisions hereof.

SECTION 1.20. Registrar.

The term "Registrar" shall mean any bank or trust company having an office in the Borough of Manhattan, the City of New York, which shall be appointed to register Receipts and transfers of Receipts as herein provided.

SECTION 1.21. Restricted Securities.

The term "Restricted Securities" shall mean Shares, or American Depositary Shares which are acquired directly or indirectly from the Company or its affiliates (as defined in Rule 144), or which are held by an officer, director (or persons performing similar functions) or other affiliate of the Company, or which would require registration under the Securities Act in connection with the offer and sale thereof in the United States, or which are subject to other restrictions on sale or deposit under the laws of the United States or Brazil.

SECTION 1.22. Rule 144.

The term "Rule 144A" shall mean Rule 144, as from time to time amended, under the Securities Act of 1933.

SECTION 1.23. Securities Act.

The term "Securities Act" shall mean the United States Securities Act of 1933, as from time to time amended.

SECTION 1.24. Securities Exchange Act.

The term "Securities Exchange Act" shall mean the United States Securities Exchange Act of 1934, as from time to time amended.

SECTION 1.25. Shares.

The term "Shares" shall mean shares of the Company's non-voting *ações preferenciais* Class B (Class B preferred shares) heretofore validly issued and outstanding and fully paid, nonassessable and free of any pre-emptive rights of the holders of outstanding Shares or hereafter validly issued, subscribed and outstanding and fully paid, nonassessable and free of any pre-emptive rights of the holders of outstanding Shares or interim certificates representing such Shares.

ARTICLE 2.

FORM OF RECEIPTS, DEPOSIT OF SHARES, EXECUTION AND DELIVERY, TRANSFER AND SURRENDER OF RECEIPTS

SECTION 2.01. Form and Transferability of Receipts.

Definitive Receipts shall be substantially in the form set forth in Exhibit A annexed to this Deposit Agreement, with appropriate insertions, modifications and omissions, as hereinafter provided. No Receipt shall be entitled to any benefits under this Deposit Agreement or be valid or obligatory for any purpose, unless such Receipt shall have been executed by the Depositary by the manual signature of a duly authorized signatory of the Depositary; provided, however, that such signature may be a facsimile if a Registrar for the Receipts shall have been appointed and such Receipts are countersigned by the manual signature of a duly authorized officer of the Registrar. Receipts may be issued in denominations of any whole number of American Depositary Shares. The Depositary shall maintain books on which each Receipt so executed and delivered as hereinafter provided and the transfer of each such Receipt shall be registered. Receipts bearing the facsimile signature of a duly authorized signatory of the Depositary who was at any time a proper signatory of the Depositary shall bind the Depositary, notwithstanding that such signatory has ceased to hold such office prior to the execution and delivery of such Receipts by the Registrar or did not hold such office on the date of issuance of such Receipts.

The Receipts may be endorsed with or have incorporated in the text thereof such legends or recitals or modifications not inconsistent with the provisions of this Deposit Agreement or with any provisions of the Charter or Brazilian law as may be reasonably required by the Depositary in order to comply with any applicable law or regulations thereunder or with the rules and regulations of any securities exchange upon which American Depositary Shares may be listed or to conform with any usage with respect thereto, or to indicate any special limitations or restrictions to which any particular Receipts are subject by reason of the date of issuance of the underlying Deposited Securities or otherwise.

Title to a Receipt (and to the American Depositary Shares evidenced thereby), when properly endorsed or accompanied by proper instruments of transfer, shall be transferable by delivery with the same effect as in the case of a negotiable instrument; provided, however, that the Depositary and the Company, notwithstanding any notice to the contrary, may treat the Owner thereof as the absolute owner thereof for the purpose of determining the person entitled to distribution of dividends or other distributions or to any notice provided for in this Deposit Agreement and for all other purposes.

SECTION 2.02. Deposit of Shares.

Subject to the terms and conditions of this Deposit Agreement, including, without limitation, the last paragraph of this Section 2.02. Shares, or evidence of rights to receive Shares to the extent permitted by Section 2.09, may be deposited by delivery thereof (including by book-entry credit) to any Custodian hereunder, accompanied by any appropriate instrument or instruments of transfer, or endorsement, in form satisfactory to the Custodian, together with all such certifications as may be required by the Depositary, the Custodian or the Company in accordance with the provisions of this Deposit Agreement, and, if the Depositary requires, together with a written order directing the Depositary to execute and deliver to, or upon the written order of, the person or persons stated in such order, a Receipt or Receipts for the number of American Depositary Shares representing such deposit. No Share shall be accepted for deposit unless accompanied by evidence reasonably satisfactory to the Depositary that any necessary approval has been granted by the governmental body or bodies in Brazil which is or are then regulating currency exchange.

If required by the Depositary, Shares presented for deposit at any time, whether or not the transfer books of the Company or the Foreign Registrar, if applicable, are closed, shall also be accompanied by (i) an agreement or assignment, or other instrument satisfactory to the Depositary, which will provide for the prompt transfer to the Custodian of any dividend, or right to subscribe for additional Shares or to receive other property which any person in whose name the Shares are or have been recorded may thereafter receive upon or in respect of such deposited Shares, or in lieu thereof, such agreement of indemnity or other agreement as shall be satisfactory to the Depositary and (ii) if the Shares are registered in the name of the person on whose behalf they are presented for deposit, a proxy or proxies entitling the Custodian to vote such deposited Shares, insofar as permitted under Brazilian law and the Charter, for any and all purposes until the Shares are registered in the name of the Custodian or its nominees.

At the request and risk and expense of any person proposing to deposit Shares, and for the account of such person, the Depositary may receive certificates for Shares to be deposited, together with the other documents herein specified, for the purpose of forwarding such Share certificates to the Custodian for deposit hereunder.

Upon each delivery to a Custodian of Shares to be deposited hereunder, together with the other documents above specified, such Custodian shall, as soon as transfer and recordation can be accomplished, present such evidence of ownership to the Company or the Foreign Registrar, if applicable, for transfer and recordation of the Shares being deposited in the name of the Depositary or its nominee or such Custodian or its nominee at the cost and expense of the person making such deposit (or for whose benefit such deposit is made) and shall obtain evidence satisfactory to it of such registration.

Deposited Securities shall be held by the Depositary or by a Custodian for the account and to the order of the Depositary or at such other place or places as the Depositary shall determine.

Notwithstanding anything herein to the contrary, neither the Depositary nor any Custodian acting hereunder shall accept Shares for deposit hereunder, except in connection with the Offering, until September 14, 1997.

SECTION 2.03. Execution and Delivery of Receipts.

Upon receipt by any Custodian of any deposit pursuant to Section 2.02 hereunder (and in addition, if the transfer books of the Company or the Foreign Registrar, if applicable, are open, the Depositary may in its sole discretion require a proper acknowledgment or other evidence from the Company or the Foreign Registrar, as the case may be, that any Deposited Securities have been recorded upon the books of the Company or the Foreign Registrar, if applicable, in the name of the Depositary or its nominee or such Custodian or its nominee), together with the other documents required as above specified, such Custodian shall notify the Depositary of such deposit and the person or persons to whom or upon whose written order a Receipt or Receipts are deliverable in respect thereof and the number of American Depositary Shares to be evidenced thereby. Such notification shall be made by letter or, at the request, risk and expense of the person making the deposit, by cable, telex or facsimile transmission. Upon receiving such notice from such Custodian, or upon the receipt of Shares by the Depositary, the Depositary, subject to the terms and conditions of this Deposit Agreement, shall, as promptly as practicable, execute and deliver at its Corporate Trust Office, to or upon the order of the person or persons entitled thereto, a Receipt or Receipts, registered in the name or names and evidencing any authorized number of American Depositary Shares requested by such person or persons, but only upon payment to the Depositary of the fees of the Depositary for the execution and delivery of such Receipt or Receipts as provided in Section 5.09, and of all taxes and governmental charges and fees, if any, payable in connection with such deposit and the transfer of the Deposited Securities. The Depositary shall not issue Receipts except in accordance with this Section 2.03 and Sections 2.04, 2.07, 2.09, 4.03, 4.04 and 4.08.

SECTION 2.04. Transfer of Receipts; Combination and Split-up of Receipts.

The Depositary, subject to the terms and conditions of this Deposit Agreement, shall register transfers of Receipts on its transfer books from time to time, upon any surrender of a Receipt, by the Owner in person or by a duly authorized attorney, properly endorsed or accompanied by proper instruments of transfer, and duly stamped as may be required by the laws of the State of New York and of the United States of America. Thereupon the Depositary shall execute a new Receipt or Receipts and deliver the same to or upon the order of the person entitled thereto.

The Depositary, subject to the terms and conditions of this Deposit Agreement, shall upon surrender of a Receipt or Receipts for the purpose of effecting a split-up or combination of such Receipt or Receipts, execute and deliver a new Receipt or Receipts for any authorized number of American Depositary Shares requested, evidencing the same aggregate number of American Depositary Shares as the Receipt or Receipts surrendered.

The Depositary may appoint, upon at least 20 days' written notice to the Company, one or more co-transfer agents, reasonably acceptable to the Company, for the purpose of effecting transfers, combinations and split-ups of Receipts at designated transfer offices on behalf of the Depositary. In carrying

out its functions, a co-transfer agent may require evidence of authority and compliance with applicable laws and other requirements by Owners or persons entitled to Receipts and will be entitled to protection and indemnity to the same extent as the Depositary.

SECTION 2.05. Surrender of Receipts and Withdrawal of Shares.

Upon surrender at the Corporate Trust Office of the Depositary of a Receipt for the purpose of withdrawal of the Deposited Securities represented by the American Depositary Shares evidenced by such Receipt, and upon payment of the fee of the Depositary for the surrender of Receipts as provided in Section 5.09 and payment of all taxes and governmental charges, if any, payable in connection with such surrender and withdrawal of the Deposited Securities, and subject to the terms and conditions of this Deposit Agreement, the Charter, the provisions of or governing the Deposited Securities and applicable law, the Owner of such Receipt shall be entitled to delivery, to him or upon his order, of the amount of Deposited Securities at the time represented by the American Depositary Shares evidenced by such Receipt. Delivery of such Deposited Securities may be made by (a)(i) the delivery of certificates in the name of such Owner or as ordered by him or certificates properly endorsed or accompanied by proper instruments of transfer to such Owner or as ordered by him, or (ii) book-entry transfer of the Shares represented by such Receipt to an account in the name of such owner or as ordered by him, and (b) delivery of any other securities, property and cash to which such Owner is then entitled in respect of such Receipts to such Owner or as ordered by him. Such delivery shall be made, as promptly as practicable, as hereinafter provided.

A Receipt surrendered for such purposes may be required by the Depositary to be properly endorsed in blank or accompanied by proper instruments of transfer in blank, and if the Depositary so requires, the owner thereof shall execute and deliver to the Depositary a written order directing the Depositary to cause the Deposited Securities being withdrawn to be delivered to or upon the written order of a person or persons designated in such order. Thereupon the Depositary shall, as promptly as practicable, direct the Custodian to deliver at the São Paulo, Brazil office of such Custodian, subject to Sections 2.06, 3.01 and 3.02 and to the other terms and conditions of this Deposit Agreement and the Charter, to or upon the written order of the person or persons designated in the order delivered to the Depositary as above provided, the amount of Deposited Securities represented by the American Depositary Shares evidenced by such Receipt, except that the Depositary may make delivery to such person or persons at the Corporate Trust Office of the Depositary of any dividends or distributions with respect to the Deposited Securities represented by the American Depositary Shares evidenced by such Receipt, or of any proceeds of sale of any dividends, distributions or rights, which may at the time be held by the Depositary.

At the request, risk and expense of any Owner so surrendering a Receipt, and for the account of such Owner, the Depositary shall direct the Custodian to forward any cash or other property (other than rights) comprising, and forward a certificate or certificates and other proper documents of title for, the Deposited Securities represented by the American Depositary Shares evidenced by such Receipt to the Depositary for delivery at the Corporate Trust Office of the Depositary. Such direction shall be given by letter or, at the request, risk and expense of such owner, by cable, telex or facsimile transmission.

Neither the Depositary nor the Custodian shall deliver Shares, by physical delivery, book entry or otherwise (other than to the Company or its agent as contemplated by Section 4.08), or otherwise permit Shares to be withdrawn from the facility created hereby, except upon the receipt and cancellation of Receipts.

SECTION 2.06. Limitations on Execution and Delivery, Transfer and Surrender of Receipts.

As a condition precedent to the execution and delivery, registration of transfer, split-up, combination or surrender of any Receipt, the delivery of any distribution thereon, or withdrawal of any Deposited Securities, the Company, Depositary, Custodian or Registrar may require payment from the depositor of Shares or the presenter of the Receipt of a sum sufficient to reimburse it for any tax or other governmental charge and any stock transfer or registration fee with respect thereto (including any such tax, charge or fee with respect to Shares being deposited or withdrawn) and payment of any fees of the Depositary as provided in Section 5.09, may require the production of proof satisfactory to it as to the identity and genuineness of any signature and may also require compliance with such reasonable regulations as the Depositary and the Company may establish consistent with the provisions of this Deposit Agreement,

including, without limitation, this Section 2.06 and any regulations deemed necessary or desirable by the Depository or the Custodian to facilitate compliance with any applicable rules or regulations of the Central Bank or the CVM.

The delivery of Receipts against deposits of Shares generally or against deposits of particular Shares may be suspended, or the transfer of Receipts in particular instances may be refused, or the registration of transfer of outstanding Receipts or the combination or split-up of Receipts generally may be suspended, during any period when the transfer books of the Depository are closed, or if any such action is deemed necessary or advisable by the Depository or the Company at any time or from time to time because of any requirement of law or of any government or governmental body or commission, or under any provision of this Deposit Agreement, or for any other reason, subject to the provisions of the following sentence. Notwithstanding anything to the contrary in this Deposit Agreement or the Receipts, the surrender of outstanding Receipts and withdrawal of Deposited Securities may be suspended only for (i) temporary delays caused by closing the transfer books of the Depository or the Company or the deposit of Shares in connection with voting at a shareholders meeting, or the payment of dividends, (ii) the payment of fees, taxes and similar charges, (iii) compliance with any U.S. or foreign laws or governmental regulations relating to the Receipts or to the withdrawal of the Deposited Securities, or (iv) any other reason that may at any time be specified in paragraph I(A)(1) of the General Instructions to Form F-6, as from time to time in effect, or any successor provision thereto. Without limitation of the foregoing, the Depository shall not knowingly accept for deposit under this Deposit Agreement any Shares required to be registered under the provisions of the Securities Act, unless a registration statement is in effect as to such Shares. The Depository will comply with written instructions of the Company that the Depository shall not accept for deposit hereunder any Shares identified in such instructions at such times and under such circumstances as may reasonably be specified in such instructions in order to facilitate the Company's compliance with the securities laws in the United States.

SECTION 2.07. Lost Receipts, etc.

In case any Receipt shall be mutilated, destroyed, lost or stolen, the Depository shall execute and deliver a new Receipt of like tenor in exchange and substitution for such mutilated Receipt upon cancellation thereof, or in lieu of and in substitution for such destroyed, lost or stolen Receipt. Before the Depository shall execute and deliver a new Receipt in substitution for a destroyed, lost or stolen Receipt, the Owner thereof shall have (a) filed with the Depository (i) a request for such execution and delivery before the Depository has notice that the Receipt has been acquired by a bona fide purchaser and (ii) a sufficient indemnity bond and (b) satisfied any other reasonable requirements imposed by the Depository.

SECTION 2.08. Cancellation and Destruction of Surrendered Receipts.

All Receipts surrendered to the Depository shall be cancelled by the Depository. The Depository is authorized to destroy Receipts so cancelled, subject to Section 2.10.

SECTION 2.09. Pre-Release of Receipts.

The Depository may issue Receipts against rights to receive Shares from the Company (or any agent of the Company recording Share ownership). No such issue of Receipts will be deemed a "Pre-Release" subject to the restrictions of the following paragraph.

Unless requested in writing by the Company to cease doing so, the Depository may, notwithstanding Section 2.03 hereof, execute and deliver Receipts prior to the receipt of Shares pursuant to Section 2.02 ("Pre-Release"). The Depository may, pursuant to Section 2.05, deliver Shares upon the receipt and cancellation of Receipts which have been Pre-Released, whether or not such cancellation is prior to the termination of such Pre-Release or the Depository knows that such Receipt has been Pre-Released. The Depository may receive Receipts in lieu of Shares in satisfaction of a Pre-Release. Each Pre-Release will be (a) preceded or accompanied by a written representation and agreement from the person to whom Receipts are to be delivered (the "Pre-Releasee") that the Pre-Releasee, or its customer, (i) owns the Shares or Receipts to be remitted, as the case may be, (ii) assigns all beneficial right, title and interest in such Shares or Receipts, as the case may be, to the Depository in its capacity as such and for the benefit of the owners, and (iii) will not take any action with respect to such Shares or Receipts, as the case may be, that is inconsistent with the transfer of beneficial ownership (including, without the consent of the Depository, disposing of such

Shares or Receipts, as the case may be, other than in satisfaction of such Pre-Release), (b) at all times fully collateralized with cash, U.S. government securities or such other collateral as the Depository determines, in good faith, will provide substantially similar liquidity and security, (c) terminable by the Depository on not more than five (5) Business Days notice, and (d) subject to such further indemnities and credit regulations as the Depository deems appropriate. The number of Shares not deposited but represented by American Depositary Shares outstanding at any time as a result of Pre-Releases will not normally exceed thirty percent (30%) of the Shares deposited hereunder; provided, however, that the Depository reserves the right to disregard such limit from time to time as it deems reasonably appropriate, and may, with the prior written consent of the Company, change such limit for purposes of general application. The Depository will also set Dollar limits with respect to Pre-Release transactions to be entered into hereunder with any particular Pre-Releasee on a case-by-case basis as the Depository deems appropriate. For purposes of enabling the Depository to fulfill its obligations to the Owners under the Deposit Agreement, the collateral referred to in clause (b) above shall be held by the Depository as security for the performance of the Pre-Releasee's obligations to the Depository in connection with a Pre-Release transaction, including the Pre-Releasee's obligation to deliver Shares or Receipts upon termination of a Pre-Release transaction (and shall not, for the avoidance of doubt, constitute Deposited Securities hereunder).

The Depository may retain for its own account any compensation received by it in connection with the foregoing.

SECTION 2.10. Maintenance of Records.

The Depository agrees to maintain or cause its agents to maintain records of all Receipts surrendered and Deposited Securities withdrawn under Section 2.05, substitute Receipts delivered under Section 2.07, and of cancelled or destroyed Receipts under Section 2.08, in keeping with procedures ordinarily followed by stock transfer agents located in the City of New York or as required by the laws or regulations governing the Depository. Prior to destroying any such records, the Depository will notify the Company and will turn such records over to the Company upon its request.

SECTION 2.11. Uncertificated American Depositary Shares; DTC Direct Registration System.

Notwithstanding anything to the contrary in this Deposit Agreement:

(a) American Depositary Shares may be certificated securities evidenced by Receipts or uncertificated securities. The form of Receipt annexed as Exhibit A to this Deposit Agreement summarizes the terms and conditions of, and will be the prospectus required under the Securities Act of 1933 for, both certificated and uncertificated American Depositary Shares. Except for those provisions of this Deposit Agreement that by their nature do not apply to uncertificated American Depositary Shares, all the provisions of this Deposit Agreement shall apply, mutatis mutandis, to both certificated and uncertificated American Depositary Shares.

(b) (i) The term "deliver", or its noun form, when used with respect to Receipts, shall mean (A) book-entry transfer of American Depositary Shares to an account at The Depository Trust Company, or its successor ("DTC"), designated by the person entitled to such delivery, evidencing American Depositary Shares registered in the name requested by that person, (B) registration of American Depositary Shares not evidenced by a Receipt on the books of the Depository in the name requested by the person entitled to such delivery and mailing to that person of a statement confirming that registration or (C) if requested by the person entitled to such delivery, delivery at the Corporate Trust Office of the Depository to the person entitled to such delivery of one or more Receipts.

(ii) The term "surrender", when used with respect to Receipts, shall mean (A) one or more book-entry transfers of American Depositary Shares to the DTC account of the Depository, (B) delivery to the Depository at its Corporate Trust Office of an instruction to surrender American Depositary Shares not evidenced by a Receipt or (C) surrender to the Depository at its Corporate Trust Office of one or more Receipts evidencing American Depositary Shares.

(c) American Depositary Shares not evidenced by Receipts shall be transferable as uncertificated registered securities under the laws of New York.

(d) The Depository shall have a duty to register a transfer, in the case of uncertificated American Depositary Shares, upon receipt from the Owner of a proper instruction (including, for the avoidance of doubt, instructions through DRS and Profile as provided in subsection (f) below). The Depository, upon surrender of a Receipt for the purpose of exchanging it for uncertificated American Depositary Shares, shall cancel that Receipt and send the Owner a statement confirming that the Owner is the owner of the same number of uncertificated American Depositary Shares that the surrendered Receipt evidenced. The Depository, upon receipt of a proper instruction (including, for the avoidance of doubt, instructions through DRS and Profile as provided in subsection (f) below) from the Owner of uncertificated American Depositary Shares for the purpose of exchanging them for certificated American Depositary Shares, shall execute and deliver to the Owner a Receipt evidencing the same number of certificated American Depositary Shares.

(e) Upon satisfaction of the conditions for replacement of a Receipt that is mutilated, lost, destroyed or stolen, the Depository shall deliver to the Owner the American Depositary Shares evidenced by that Receipt in uncertificated form unless otherwise requested by the Owner.

(f) (i) The parties acknowledge that the Direct Registration System ("DRS") and Profile Modification System ("Profile") shall apply to uncertificated American Depositary Shares upon acceptance thereof to DRS by DTC. DRS is the system administered by DTC pursuant to which the Depository may register the ownership of uncertificated American Depositary Shares, which ownership shall be evidenced by periodic statements issued by the Depository to the Owners entitled thereto. Profile is a required feature of DRS which allows a DTC participant, claiming to act on behalf of an Owner of American Depositary Shares, to direct the Depository to register a transfer of those American Depositary Shares to DTC or its nominee and to deliver those American Depositary Shares to the DTC account of that DTC participant without receipt by the Depository of prior authorization from the Owner to register such transfer.

(ii) In connection with and in accordance with the arrangements and procedures relating to DRS/Profile, the parties understand that the Depository will not verify, determine or otherwise ascertain that the DTC participant which is claiming to be acting on behalf of an Owner in requesting a registration of transfer and delivery as described in subsection (i) has the actual authority to act on behalf of the Owner (notwithstanding any requirements under the Uniform Commercial Code). For the avoidance of doubt, the provisions of Sections 5.03 and 5.08 shall apply to the matters arising from the use of the DRS. The parties agree that the Depository's reliance on and compliance with instructions received by the Depository through the DRS/Profile System and in accordance with this Deposit Agreement shall not constitute negligence or bad faith on the part of the Depository.

ARTICLE 3. CERTAIN OBLIGATIONS OF OWNERS OF RECEIPTS

SECTION 3.01. Filing Proofs, Certificates and Other Information.

Any person presenting Shares for deposit or any Owner of a Receipt may be required from time to time to file with the Depository or the Custodian such proof of citizenship or residence, exchange control approval, legal or beneficial ownership of Receipts, Deposited Securities or other securities, compliance with all applicable laws or regulations or terms of this Deposit Agreement or the Receipts, or such information relating to the registration on the books of the Company or the Foreign Registrar, if applicable, to execute such certificates and to make such representations and warranties, as the Depository may reasonably deem necessary or proper or as the Company reasonably may require. The Depository may withhold the delivery or registration of transfer of any Receipt or the distribution of any dividend or sale or distribution of rights or of the proceeds thereof or the delivery of any Deposited Securities until such proof or other information is filed or such certificates are executed or such representations and warranties made. The Depository shall from time to time advise the Company of the availability of any such proofs, certificates or other information and shall provide copies thereof to the Company as promptly as practicable upon request by the Company, unless such disclosure is prohibited by law.

SECTION 3.02. Liability of Owner for Taxes.

If any tax or other governmental charge shall become payable with respect to any Receipt or any Deposited Securities represented by any Receipt, such tax or other governmental charge shall be payable by the Owner of such Receipt. The Depository may refuse to effect any transfer of such Receipt or any combination or split-up thereof or any withdrawal of Deposited Securities represented by American

Depository Shares evidenced by such Receipt until such payment is made, and may withhold any dividends or other distributions, or may sell for the account of the Owner thereof any part or all of the Deposited Securities represented by the American Depository Shares evidenced by such Receipt, and may apply such dividends or other distributions or the proceeds of any such sale in payment of such tax or other governmental charge (and any taxes or expenses arising out of such sale), and the Owner of such Receipt shall remain liable for any deficiency.

SECTION 3.03. Warranties on Deposit of Shares.

Every person depositing Shares under this Deposit Agreement shall be deemed thereby to represent and warrant that such Shares and each certificate therefor, if any, are validly issued, fully paid, nonassessable and free of any preemptive rights of the holders of outstanding Shares and that the person making such deposit is duly authorized so to do. Every such person shall also be deemed to represent and warrant that, except with respect to the initial deposit and any deposit permitted hereunder pursuant to Section 4.03, 4.04 or 4.09, such person is not and shall not become at any time while such person holds Receipts or any beneficial interest therein an affiliate of the Company. In addition, every person depositing Shares under this Deposit Agreement shall also be deemed thereby to represent and warrant that such Shares and the Receipts evidencing American Depository Shares representing such Shares would not be Restricted Securities. Such representations and warranties shall survive the deposit of Shares and issuance of Receipts.

SECTION 3.04. Disclosure of Interests.

To the extent that provisions of or governing any Deposited Securities (including the Charter or applicable law) may require the disclosure of beneficial or other ownership of Deposited Securities, other Shares and other securities to the Company and may provide for blocking transfer and voting or other rights to enforce such disclosure or limit such ownership, the Depository shall use its best efforts that are reasonable under the circumstances to comply with Company instructions as to Receipts in respect of any such enforcement or limitation, and owners and Beneficial owners shall comply with all such disclosure requirements and ownership limitations and shall cooperate with the Depository's compliance with such Company instructions.

ARTICLE 4. THE DEPOSITED SECURITIES

SECTION 4.01. Cash Distributions.

Whenever the Depository, or on its behalf, its agent, shall receive any cash dividend or other cash distribution on any Deposited Securities, the Depository shall, or shall cause its agent to, as promptly as practicable (and in any event within one (1) Business Day) after its receipt of such dividend or distribution (unless otherwise prohibited or prevented by law), subject to the provisions of Section 4.05, convert such dividend or distribution into Dollars, transfer such Dollars to the United States and distribute the amount thus received (net of the expenses of the Depository as provided in Section 5.09) to the Owners entitled thereto, in proportion to the number of American Depository Shares representing such Deposited Securities held by each of them respectively; provided, however, that in the event that the Company, the Depository or the Custodian shall be required to withhold and does withhold from such cash dividend or such other cash distribution an amount on account of taxes, the amount distributed to the Owner of the Receipts evidencing American Depository Shares representing such Deposited Securities shall be reduced accordingly. The Depository shall distribute only such amounts as can be distributed without distributing to any Owner a fraction of one cent and any balance that is not so distributed shall be held by the Depository (without liability for the interest thereon) and shall be added to and be part of the next sum received by the Depository for distribution to the Owners of Receipts then outstanding.

SECTION 4.02. Distributions Other Than Cash, Shares or Rights.

Subject to the provisions of Section 4.11 and 5.09, whenever the Depository shall receive any distribution other than a distribution described in Sections 4.01, 4.03 or 4.04, the Depository may, as promptly as practicable, cause the securities or property received by it to be distributed to the Owners entitled thereto, in proportion to the number of American Depository Shares representing such Deposited Securities held by each of them respectively, in any manner that the Depository may deem equitable and practicable for accomplishing such distribution; provided, further, that if in the opinion of the Depository

such distribution cannot be made proportionately among the Owners entitled thereto, or if for any other reason (including, but not limited to, any requirement that the Company, the Custodian or the Depository withhold an amount on account of taxes or other governmental charges or that such securities must be registered under the Securities Act in order to be distributed to Owners) the Depository deems such distribution not to be feasible, the Depository may, after consultation with the Company, adopt such method as it may deem equitable and practicable for the purpose of effecting such distribution, including, but not limited to, the public or private sale of the securities or property thus received, or any part thereof, and the net proceeds of any such sale (net of the fees of the Depository as provided in Section 5.09 and any expenses in connection with such sale) shall be distributed by the Depository to the Owners entitled thereto as in the case of a distribution received in cash pursuant to Section 4.01; provided, further, that no distribution to Owners pursuant to this Section 4.02 shall be unreasonably delayed by any action of the Depository or any of its agents. To the extent such securities or property or the net proceeds thereof are not distributed to Owners as provided in this Section 4.02, the same shall constitute Deposited Securities and each American Depository Share shall thereafter also represent its proportionate interest in such securities, property or net proceeds.

SECTION 4.03. Distributions in Shares.

If any distribution upon any Deposited Securities consists of a dividend in, or free distribution of, Shares, the Depository may, and shall, if the Company so requests, distribute, as promptly as practicable, to the owners of outstanding Receipts entitled thereto, in proportion to the number of American Depository Shares representing such Deposited Securities held by each of them respectively, additional Receipts evidencing an aggregate number of American Depository Shares representing the amount of Shares received as such dividend or free distribution, subject to the terms and conditions of the Deposit Agreement with respect to the deposit of Shares and the issuance of American Depository Shares evidenced by Receipts, including the withholding of any tax or other governmental charge as provided in Section 4.11 and the payment of the fees of the Depository as provided in Section 5.09. In lieu of delivering Receipts for fractional American Depository Shares in any such case, the Depository shall sell the amount of Shares represented by the aggregate of such fractions and distribute the net proceeds, all in the manner and subject to the conditions described in Section 4.01; provided, however, that no distribution to Owners pursuant to this Section 4.03 shall be unreasonably delayed by any action of the Depository or any of its agents. If additional Receipts are not so distributed, each American Depository Share shall thenceforth also represent the additional Shares distributed upon the Deposited Securities represented thereby. In addition, the Depository may withhold any distribution of Receipts under this Section 4.03 if it has not received satisfactory assurances from the Company that such distribution does not require registration under the Securities Act or is exempt from registration under the provisions of such Act; provided that, in any such event, the Depository may sell the Shares distributed upon the Deposited Securities and distribute the net proceeds, all in the manner and subject to the conditions described in Section 4.01.

SECTION 4.04. Rights.

In the event that the Company shall offer or cause to be offered to the holders of any Deposited Securities any rights to subscribe for additional Shares or any rights of any other nature, the Depository, after consultation with the Company, shall have discretion as to the procedure to be followed in making such rights available to any Owners or in disposing of such rights on behalf of any Owners and making the net proceeds available to such Owners or, if by the terms of such rights offering or for any other reason it would be unlawful for the Depository either to make such rights available to any Owners or dispose of such rights and make the net proceeds available to such Owners, then the Depository shall allow the rights to lapse. If at the time of the offering of any rights the Depository determines that it is lawful and feasible to make such rights available to all or certain Owners but not to other Owners, the Depository shall distribute to any owner to whom it determines the distribution to be lawful and feasible, in proportion to the number of American Depository Shares held by such owner, warrants or other instruments therefor in such form as it deems appropriate.

In circumstances in which rights would otherwise not be distributed, if an owner requests the distribution of warrants or other instruments in order to exercise the rights allocable to the American Depository Shares of such Owner hereunder, the Depository will promptly make such rights available to such Owner upon written notice from the Company to the Depository that (a) the Company has elected in its sole

discretion to permit such rights to be exercised and (b) such Owner has executed such documents as the Company has determined in its sole discretion are reasonably required under applicable law.

If the Depositary has distributed warrants or other instruments for rights to all or certain Owners, then upon instruction from such an owner pursuant to such warrants or other instruments to the Depositary to exercise such rights, upon payment by such Owner to the Depositary for the account of such Owner of an amount equal to the purchase price of the Shares to be received upon the exercise of the rights, and upon payment of the fees of the Depositary and any other charges as set forth in such warrants or other instruments, the Depositary shall, on behalf of such Owner, exercise the rights and purchase the Shares, and the Company shall cause the Shares so purchased to be delivered to the Depositary on behalf of such Owner. As agent for such Owner, the Depositary will cause the Shares so purchased to be deposited pursuant to Section 2.02 of this Deposit Agreement, and shall, pursuant to Section 2.03 of this Deposit Agreement, execute and deliver Receipts to such Owner. In the case of a distribution pursuant to this paragraph, such Receipts shall be legended in accordance with applicable U.S. laws, and shall be subject to the appropriate restrictions on sale, deposit, cancellation, and transfer under such laws.

If the Depositary determines that it is not lawful or feasible to make such rights available to all or certain Owners, it will use its best efforts that are reasonable under the circumstances to sell the rights, warrants or other instruments in proportion to the number of American Depositary Shares held by the owners to whom it has determined it may not lawfully or feasibly make such rights available, and allocate the net proceeds of such sales (net of the fees of the Depositary as provided in Section 5.09, any expenses in connection with such sale and all taxes and governmental charges payable in connection with such rights and subject to the terms and conditions of this Deposit Agreement) for the account of such owners otherwise entitled to such rights, warrants or other instruments, upon an averaged or other practical basis without regard to any distinctions among such owners because of exchange restrictions or the date of delivery of any Receipt or otherwise. Such proceeds shall be distributed as promptly as practicable in accordance with Section 4.01 hereof.

If a registration statement under the Securities Act is required with respect to the securities to which any rights relate in order for the Company to offer such rights to Owners and sell the securities represented by such rights, the Depositary will not offer such rights to Owners unless and until such a registration statement is in effect, or unless the offering and sale of such securities and such rights to such Owners are exempt from, or not subject to, registration under the provisions of such Act; provided, however, that nothing in this Deposit Agreement shall create, or shall be construed as creating, any obligation on the part of the Company to file a registration statement under the Securities Act or to endeavor to have a registration statement declared effective.

The Depositary shall not be responsible for any failure to determine that it may be lawful or feasible to make such rights available to owners in general or any owner in particular.

SECTION 4.05. Conversion of Foreign Currency.

Whenever the Depositary or the Custodian shall receive Foreign Currency, by way of dividends or other distributions or the net proceeds from the sale of securities, property or rights, and if at the time of the receipt thereof the Foreign Currency so received can, pursuant to applicable law, be converted on a reasonable basis into Dollars and the resulting Dollars transferred to the United States, the Depositary or the Custodian shall convert or cause to be converted as promptly as practicable (and in any event within one Business Day of its or its agent's receipt of such Foreign Currency), by sale or in any other manner that it may determine in accordance with applicable law, such Foreign Currency into Dollars. If, at the time of conversion of such Foreign Currency into Dollars, such Dollars can, pursuant to applicable law, be transferred outside of Brazil for distribution to Owners entitled thereto, such Dollars shall be distributed as promptly as practicable to the Owners entitled thereto or, if the Depositary or the Custodian shall have distributed any rights, warrants or other instruments which entitle the holders thereof to such Dollars, then to the holders of such rights, warrants and/or instruments upon surrender thereof for cancellation in each case pursuant to Section 4.01. Such distribution or conversion may be made upon an averaged or other practicable basis without regard to any distinctions among Owners on account of exchange restrictions, the date of delivery of any Receipt or otherwise and shall be net of any expenses of conversion into Dollars incurred by the Depositary or the Custodian as provided in Section 5.09.

If such conversion, transfer or distribution can be effected only with the approval or license of any government or agency thereof, the Depositary or the Custodian shall file as promptly as practicable such application for approval or license; however, the Depositary or the Custodian shall be entitled to rely upon Brazilian local counsel in such matters, which counsel shall be instructed to act as promptly as possible.

If at any time Foreign Currency received by the Depositary or the Custodian is not, pursuant to applicable law, convertible, in whole or in part, into Dollars transferable into the United States, or if any approval or license of any government or agency thereof which is required for such conversion is denied or in the opinion of the Depositary cannot be promptly obtained at a reasonable cost, the Depositary or the Custodian shall, (a) as to that portion of the Foreign Currency that is convertible into Dollars, make such conversion and, if permitted by applicable law, transfer such Dollars to the United States for distribution to Owners in accordance with the first paragraph of this Section 4.05 or, if such transfer is not so permitted, hold such Dollars uninvested and without liability for interest thereon for the respective accounts of the Owners entitled to receive the same, and (b) as to the nonconvertible balance, if any, (i) if requested in writing by an Owner, distribute or cause the Custodian to distribute the Foreign Currency (or an appropriate document evidencing the right to receive such Foreign Currency) received by the Depositary or Custodian in respect of the American Depositary Shares evidenced by Receipts held by such Owners (as the same may be adjusted as a consequence of subclause (ii) below) to such Owner (x) if such request is received before the 15th day of a calendar month, on such 15th day, or (y) if not, on the last day of such month (or, in either case, if such day is not a Business Day, on the next succeeding Business Day) and (ii) the Depositary shall cause the Custodian to hold any amounts of nonconvertible Foreign Currency not distributed pursuant to the immediately preceding subclause (i) for the respective accounts of the Owners entitled to receive the same, uninvested and without liability for interest thereon, on demand and, if and to the extent reasonably practicable and permitted by applicable law, in a manner designed to protect such owners against the effects of inflation; provided that, at such time, at the reasonable request of the Depositary, the Company shall furnish the Depositary, at the Company's expense, with a written opinion from recognized United States counsel for the Company confirming that the manner in which the Depositary proposes to hold such amounts of non-convertible Foreign Currency will not violate the Investment Company Act of 1940.

SECTION 4.06. Fixing of Record Date.

Whenever any cash dividend or other cash distribution shall become payable or any distribution other than cash shall be made, or whenever rights shall be issued with respect to the Deposited Securities, or whenever for any reason the Depositary causes a change in the number of Shares that are represented by each American Depositary Share, or whenever the Depositary shall receive notice of any meeting of holders of Shares or other Deposited Securities, the Depositary shall fix a record date, which date shall (x) be the same date as the record date fixed by the Company, if any, to the extent practicable, or (y) if different from the record date fixed by the Company, be as near as practicable to the record date fixed by the Company or, if more than five (5) Business Days after such record date, be fixed after consultation with the Company (a) for the determination of the Owners who shall be (i) entitled to receive such dividend, distribution or rights or the net proceeds of the sale thereof or (ii) entitled to give instructions for the exercise of voting rights at any such meeting, (b) on or after which each American Depositary Share will represent the changed number of Shares, or (c) for any other reason. Subject to the provisions of Sections 4.01 through 4.05 and to the other terms and conditions of this Deposit Agreement, the Owners on such record date shall be entitled, as the case may be, to receive the amount distributable by the Depositary with respect to such dividend or other distribution or such rights or the net proceeds of sale thereof in proportion to the number of American Depositary Shares held by each of them respectively and to give voting instructions and to act in respect of any other such matter. The Company agrees to provide the Depositary with not less than 10 days, prior notice of any meeting of shareholders or of the Board of Directors of the Company, the agenda for which includes authorization for the declaration of a dividend; provided, however, that if the date for any such meeting is fixed less than 10 days prior to such meeting or the Company does not know, 10 days' prior to such meeting, that a dividend may be declared at any such meeting, then the Company shall give such notice to the Depositary as promptly as practicable after such date is fixed or the Company learns that a dividend may be declared.

SECTION 4.07. Voting of Deposited Securities.

The Shares do not presently entitle the holders thereof to vote, except in certain limited circumstances. Only in those circumstances, or in the event that in the future the Shares entitle the holders thereof to voting rights in general, would the following provisions of this Section 4.07 apply.

Upon receipt of notice of any meeting or solicitation of proxies of holders of Shares or other Deposited Securities, if requested in writing by the Company, the Depositary shall, as soon as practicable thereafter, mail to the Owners a notice, the form of which notice shall be in the sole discretion of the Depositary, which shall contain (a) such information as is contained in such notice of meeting (or if requested by the Company a summary in English of such information provided by the Company), (b) a statement that the Owners as of the close of business on a specified record date will be entitled, subject to any applicable provision of Brazilian law, the Charter and the provisions of the Deposited Securities, to instruct the Depositary as to the exercise of the voting rights, if any, pertaining to the amount of Shares or other Deposited Securities represented by their respective American Depositary Shares and (c) a statement as to the manner in which such instructions may be given, including an express indication that instructions may be given or deemed given in accordance with the last sentence of this paragraph if no instruction is received, to the Depositary to give a discretionary proxy to a person designated by the Company. Upon the written request of an Owner on such record date, received on or before the date established by the Depositary for such purpose, the Depositary shall endeavor, in so far as practicable and permitted under Brazilian law, the Charter and the Deposited Securities, to vote or cause to be voted the amount of Shares or other Deposited Securities represented by the American Depositary Shares evidenced by such Receipt in accordance with the instructions set forth in such request. The Depositary shall not itself exercise any voting discretion over any Deposited Securities. If no instructions are received by the Depositary from any owner with respect to any of the Deposited Securities represented by the American Depositary Shares evidenced by such Owner's Receipts on or before the date established by the Depositary for such purpose, the Depositary shall deem such Owner to have instructed the Depositary to give a discretionary proxy to a person designated by the Company with respect to such Deposited Securities, and the Depositary shall give a discretionary proxy to a person designated by the Company to vote such Deposited Securities; provided that no such instruction shall be deemed given and no such discretionary proxy shall be given with respect to any matter as to which the Company informs the Depositary (and the Company agrees to provide such information as promptly as practicable in writing) that (x) the Company does not wish such proxy given, (y) substantial opposition exists or (z) such matter materially or adversely affects the rights of holders of Shares.

Subject to the rules of any securities exchange or automated inter-dealer quotation system on which American Depositary Shares or the Deposited Securities represented thereby are listed or quoted, the Depositary shall deliver, at least two Business Days prior to the date of such meeting, to the Company, to the attention of its Chief Financial Officer, copies of all instructions received from owners in accordance with which the Depositary will vote, or cause to be voted, the Deposited Securities represented by the American Depositary Shares evidenced by such Receipts at such meeting. Delivery of instructions will be made at the expense of the Company (unless otherwise agreed in writing by the Company and the Depositary) provided that payment of such expense shall not be a condition precedent to the obligations of the Depositary under this Section.

SECTION 4.08. Changes Affecting Deposited Securities.

In circumstances where the provisions of Section 4.03 do not apply, upon any change in nominal value, change in par value, split-up, consolidation or any other reclassification of Deposited Securities, or upon any recapitalization, reorganization, merger or consolidation or sale of assets affecting the Company or to which it is a party, any securities which shall be received by the Depositary or a Custodian in exchange for or in conversion of or in respect of Deposited Securities shall be treated as new Deposited Securities under this Deposit Agreement, and American Depositary Shares shall thenceforth represent the new Deposited Securities so received in exchange or conversion, unless additional Receipts are delivered pursuant to the following sentence. In any such case the Depositary may, and shall if the Company shall so request, execute and deliver additional Receipts as in the case of a dividend in Shares, or call for the surrender of outstanding Receipts to be exchanged for new Receipts specifically describing such new Deposited Securities.

SECTION 4.09. Reports.

The Depositary shall make available for inspection by Owners at its Corporate Trust office any reports, notices and communications, including any proxy soliciting material, received from the Company which are both (a) received by the Depositary, the Custodian or a nominee of either as the holder of the Deposited Securities and (b) made generally available to the holders of such Deposited Securities by the Company. The Depositary shall also make available for inspection by Owners copies of such reports, notices and communications when furnished by the Company pursuant to Section 5.06. Any such reports, notices and communications, including any such proxy soliciting material, furnished to the Depositary by the Company shall be furnished in English to the extent such materials are required to be translated into English pursuant to any regulations of the Commission applicable to the Company. The Company agrees to provide to the Depositary, at the Company's expense (unless otherwise agreed in writing by the Company and the Depositary), all documents that it provides to the Custodian.

The Company has delivered to the Depositary and the Custodian a copy of the provisions of or governing the Shares and any other Deposited Securities issued by the Company or any affiliate of the Company, and promptly upon any amendment thereto or change therein, the Company shall deliver to the Depositary and the Custodian a copy of such provisions as so amended or changed. The Depositary may rely upon such copy for all purposes of this Deposit Agreement. The Depositary will, at the expense of the Company (unless otherwise agreed in writing by the Company and the Depositary), make such copy and such notices, reports and other communications available for inspection by Owners at the Depositary's office, at the office of the Custodian and at any other designated transfer offices.

SECTION 4.10. Lists of Owners.

Promptly upon request by the Company, the Depositary shall, at the expense of the Company (unless otherwise agreed in writing by the Company and the Depositary), furnish to it a list, as of a recent date, of the names, addresses and holdings of American Depositary Shares by all persons in whose names Receipts are registered on the books of the Depositary.

SECTION 4.11. Withholding.

In connection with any distribution to Owners, the Company or its agent will remit to the appropriate governmental authority or agency in Brazil all amounts (if any) required to be withheld by the Company and owing to such authority or agency by the Company; and the Depositary and the Custodian, respectively, will remit to the appropriate governmental authority or agency all amounts (if any) required to be withheld and owing to such authority or agency by the Depositary or the Custodian, respectively. The Depositary shall forward to the Company or its agent in a timely manner such information from its records as the Company may reasonably request to enable the Company or its agent to file necessary reports with governmental authorities or agencies. The Depositary shall use reasonable efforts to make and maintain arrangements enabling owners to receive any tax credits or other benefits (pursuant to treaty or otherwise) relating to dividend payments in respect of the American Depositary Shares, and the Company shall, to the extent reasonably practicable, provide the Depositary with such tax receipts or other similar documents as the Depositary may reasonably request to maintain such arrangements. In the event that the Depositary determines that any distribution in property other than cash (including Shares and rights to subscribe therefor) is subject to any tax or other governmental charge which the Depositary is obligated to withhold, the Depositary may by public or private sale dispose of all or a portion of such property (including Shares and rights to subscribe therefor) in such amounts and in such manner as the Depositary deems reasonably necessary and practicable to pay any such taxes or charges, and the Depositary shall distribute the net proceeds of any such sale after deduction of such taxes or charges to the Owners entitled thereto in proportion to the number of American Depositary Shares held by each of them respectively, all in accordance with applicable provisions of this Deposit Agreement.

ARTICLE 5. THE DEPOSITARY, THE CUSTODIANS AND THE COMPANY

SECTION 5.01. Maintenance of Office and Transfer Books by the Depositary.

Until termination of this Deposit Agreement in accordance with its terms, the Depositary shall maintain in the Borough of Manhattan, the City of New York, facilities for the delivery and surrender of Shares, withdrawal of Deposited Securities, execution and delivery, registration, registration of transfers,

combinations and split-ups and surrender of Receipts, all in accordance with the provisions of this Deposit Agreement.

The Depositary shall keep books for the registration of Receipts and transfers of Receipts which at all reasonable times shall be open for inspection by the owners, provided that such inspection shall not be for the purpose of communicating with Owners for an object other than the business of the Company, including without limitation a matter related to this Deposit Agreement, the Receipts or the Deposited Securities.

The Depositary may close the transfer books after consultation with the Company to the extent practicable, at any time or from time to time, when deemed expedient by it in connection with the performance of its duties hereunder.

The Company shall have the right, upon reasonable request, to inspect the transfer and registration records of the Depositary relating to the Receipts, to take copies thereof and to require the Depositary and any co-registrars to supply copies of such portions of such records as the Company may request.

SECTION 5.02. Prevention or Delay in Performance by the Depositary or the Company.

Neither the Depositary nor the Company shall incur any liability to any owner or Beneficial Owner, if by reason of any provision of any present or future law or regulation of the United States, Brazil or any other country, or of any governmental or regulatory authority or stock exchange, or by reason of any provision, present or future, of the Charter or the Deposited Securities, or by reason of any act of God or war or other circumstance beyond its control, the Depositary or the Company shall be prevented or forbidden from, or be subject to any civil or criminal penalty on account of, doing or performing any act or thing which by the terms of this Deposit Agreement it is provided shall be done or performed; nor shall the Depositary or the Company incur any liability to any Owner or Beneficial Owner by reason of any nonperformance or delay, caused as aforesaid, in the performance of any act or thing which by the terms of this Deposit Agreement it is provided shall or may be done or performed, or by reason of any exercise of, or failure to exercise, any discretion provided for in this Deposit Agreement. Where, by the terms of a distribution pursuant to Sections 4.01, 4.02, or 4.03 of this Deposit Agreement, or an offering or distribution pursuant to Section 4.04 of this Deposit Agreement, or for any other reason, the Depositary is prevented or prohibited from making such distribution or offering available to Owners, and the Depositary is prevented or prohibited from disposing of such distribution or offering on behalf of such Owners and making the net proceeds available to such Owners, then the Depositary, after consultation with the Company, shall not make such distribution or offering, and shall allow any rights, if applicable, to lapse.

SECTION 5.03. Obligations of the Depositary, the Custodian and the Company.

The Company assumes no obligation nor shall it be subject to any liability under this Deposit Agreement to Owners or Beneficial owners, except that it agrees to perform its obligations specifically set forth in this Deposit Agreement without negligence or bad faith.

The Depositary assumes no obligation nor shall it be subject to any liability under this Deposit Agreement to any owner or Beneficial Owner (including, without limitation, liability with respect to the validity or worth of the Deposited Securities), except that it agrees to perform its obligations specifically set forth in this Deposit Agreement without negligence or bad faith.

Neither the Depositary nor the Company shall be under any obligation to appear in, prosecute or defend any action, suit or other proceeding in respect of any Deposited Securities or in respect of the Receipts, which in its opinion may involve it in expense or liability, unless indemnity satisfactory to it against all expense and liability shall be furnished as often as may be required, and the Custodian shall not be under any obligation whatsoever with respect to such proceedings, the responsibility of the Custodian being solely to the Depositary.

Neither the Depositary nor the Company shall be liable for any action or nonaction by it in reliance upon the advice of or information from legal counsel, accountants, any person presenting Shares for

deposit, any Owner or any other person believed by it in good faith to be competent to give such advice or information.

The Depositary shall not be liable for any acts or omissions made by a successor depositary whether in connection with a previous act or omission of the Depositary or in connection with any matter arising wholly after the removal or resignation of the Depositary, provided that in connection with the issue out of which such potential liability arises the Depositary performed its obligations without negligence or bad faith while it acted as Depositary.

The Depositary shall not be responsible for any failure to carry out any instructions to vote any of the Deposited Securities, or for the manner in which any such vote is cast or the effect of any such vote, provided that any such action or nonaction is in good faith.

No disclaimer of liability under the Securities Act is intended by any provision of this Deposit Agreement.

The Depositary, subject to Sections 2.05 and 2.09 hereof and as permitted by the Charter, may own and deal in any class of securities of the Company and its affiliates and in Receipts.

SECTION 5.04. Resignation and Removal of the Depositary.

The Depositary may at any time resign as Depositary hereunder by written notice of its election so to do delivered to the Company, such resignation to take effect upon the appointment of a successor depositary and its acceptance of such appointment as hereinafter provided.

The Depositary may at any time be removed by the Company by written notice of such removal effective upon the appointment of a successor depositary and its acceptance of such appointment as hereinafter provided.

In case at any time the Depositary acting hereunder shall resign or be removed, the Company shall use its best efforts that are reasonable under the circumstances to appoint a successor depositary, which shall be a bank or trust company having an office in the Borough of Manhattan, the City of New York. Every successor depositary shall execute and deliver to its predecessor and to the Company an instrument in writing accepting its appointment hereunder, and thereupon such successor depositary, without any further act or deed, shall become fully vested with all the rights, powers, duties and obligations of its predecessor; but such predecessor, nevertheless, upon payment of all sums due it and on the written request of the Company shall execute and deliver an instrument transferring to such successor all rights and powers of such predecessor hereunder, shall duly assign, transfer and deliver all right, title and interest in the Deposited Securities to such successor, and shall deliver to such successor a list of the Owners of all outstanding Receipts. Any such successor depositary shall promptly mail notice of its appointment to the Owners.

Any corporation into or with which the Depositary may be merged or consolidated shall be the successor of the Depositary without the execution or filing of any document or any further act.

SECTION 5.05. The Custodian.

The Custodian shall be subject at all times and in all respects to the directions of the Depositary and shall be responsible solely to it, and the Depositary shall be responsible for the compliance by the Custodian with the applicable provisions of this Deposit Agreement. Any Custodian may resign from its duties hereunder by notice of such resignation delivered to the Depositary at least 30 days prior to the date on which such resignation is to become effective. If upon the effectiveness of such resignation there shall be no Custodian acting hereunder, the Depositary shall, promptly after receiving such notice, appoint a substitute custodian or custodians approved by the Company (such approval not to be unreasonably withheld), each of which shall thereafter be a Custodian hereunder. The Depositary may discharge any Custodian at any time upon notice to the Custodian being discharged with the approval of the Company (such approval not to be unreasonably withheld). Whenever the Depositary in its discretion determines that it is in the best interests of the Owners to do so, it may appoint substitute or additional custodian or custodians, each of which shall thereafter be one of the Custodians hereunder. The Depositary shall notify the Company of the appointment of a substitute or additional Custodian at least 30 days prior to the date on

which such appointment is to become effective. Upon demand of the Depositary any Custodian shall deliver such of the Deposited Securities held by it as are requested of it to any other Custodian or such substitute or additional custodian or custodians. Each such substitute or additional custodian shall deliver to the Depositary, forthwith upon its appointment, an acceptance of such appointment satisfactory in form and substance to the Depositary. Promptly after any such change, the Depositary shall give notice thereof in writing to all Owners.

Upon the appointment of any successor depositary hereunder, each Custodian then acting hereunder shall forthwith become, without any further act or writing, the agent hereunder of such successor depositary and the appointment of such successor depositary shall in no way impair the authority of each Custodian hereunder; but the successor depositary so appointed shall, nevertheless, on the written request of any Custodian, execute and deliver to such Custodian all such instruments as may be proper to give to such Custodian full and complete power and authority as agent hereunder of such successor depositary.

SECTION 5.06. Notices and Reports.

On or before the first date on which the Company gives notice, by publication or otherwise, of any meeting of holders of Shares or other Deposited Securities, or of any adjourned meeting of such holders, or of the taking of any action in respect of any cash or other distributions or the offering of any rights, the Company agrees to transmit to the Depositary and the Custodian a copy of the notice thereof in the form given or to be given to holders of Shares or other Deposited Securities.

The Company will arrange for the translation into English, if not already in English, to the extent required pursuant to any regulations of the Commission applicable to the Company, and the prompt transmittal by the Company to the Depositary and the Custodian of such notices and any other reports and communications which are made generally available by the Company to holders of its Shares.

The Depositary will promptly make such notices, reports and other communications available to all Owners on a basis similar to that for holders of Shares or other Deposited Securities, or on such other basis as the Company may advise the Depositary may be required by any applicable law, regulation or stock exchange or automated inter-dealer quotation system requirement or, at the written request and expense of the Company, promptly arrange for the mailing of copies thereof (or if requested by the Company, a summary of any such notice provided by the Company) to all owners. The Company will timely provide the Depositary with the quantity of such notices, reports, and communications, as requested by the Depositary from time to time, in order for the Depositary to effect any such mailings.

SECTION 5.07. Distribution of Additional Shares, Rights, etc.

The Company agrees that in the event of any issuance or distribution of (1) additional Shares, (2) rights to subscribe for Shares, (3) securities convertible into or exchangeable for Shares, or (4) rights to subscribe for such securities as a dividend or distribution with respect to the Shares or other Deposited Securities represented by the American Depositary Shares issued hereunder, the Company will (i) forward to the Depositary written instructions as to the manner in which the Depositary is to effect actual delivery, and (ii) take all steps reasonably necessary to ensure that no violation by the Company or the Depositary of the Securities Act will result from such issuance or distribution.

The Company agrees with the Depositary that neither the Company nor any company controlled by the Company will at any time deposit any Shares, either originally issued or previously issued and reacquired by the Company or any such affiliate, unless a Registration Statement is in effect as to such Shares under the Securities Act or the Company furnishes to the Depositary a written opinion from U.S. counsel for the Company, which counsel shall be reasonably satisfactory to the Depositary, stating that the offer and sale of the Receipts evidencing the American Depositary Shares representing such Shares are exempt from registration under that Act. The Company will advise each person who, to the best knowledge of the Company, controls, or is under common control with, the Company that such person is subject to the same restrictions on the deposit of Shares as the Company and persons controlled by the Company.

SECTION 5.08. Indemnification.

The Company agrees to indemnify the Depositary, its directors, employees, agents and affiliates and any Custodian against, and hold each of them harmless from, any liability or expense (including, but not limited to, the reasonable fees and expenses of counsel) which may arise out of acts performed or omitted, in accordance with the provisions of this Deposit Agreement and of the Receipts, as the same may be amended, modified or supplemented from time to time, (i) by either the Depositary or a Custodian or their respective directors, employees, agents and affiliates, except for any liability or expense arising out of the negligence or bad faith of either of them, and except to the extent that such liability or expense arises out of information relating to the Depositary or the Custodian, as applicable, furnished in writing to the Company by the Depositary or the Custodian, as applicable, expressly for use in any registration statement, proxy statement, prospectus (or placement memorandum) or preliminary prospectus (or preliminary placement memorandum) relating to the Shares, or omissions from such information; or (ii) by the Company or any of its directors, employees, agents and affiliates.

The indemnities contained in the preceding paragraph shall not extend to any liability or expense which may arise out of any Pre-Release (as defined in Section 2.09) to the extent that any such liability or expense arises in connection with (a) any United States federal, state or local income tax laws or (b) the failure of the Depositary to deliver Deposited Securities when required under the terms of Section 2.05 hereof. However, for the avoidance of doubt, the indemnities contained in the preceding paragraph shall apply to any liability or expense which may arise out of any misstatement or alleged misstatement or omission or alleged omission in any registration statement, proxy statement, prospectus (or placement memorandum) or preliminary prospectus (or preliminary placement memorandum) relating to the offer or sale of Shares, except to the extent any such liability arises out of information relating to the Depositary or any Custodian, as applicable, furnished in writing to the Company by the Depositary or any Custodian, as applicable, expressly for use in any of the foregoing documents, or, (ii) material omissions from such information furnished by the Depositary or any Custodian.

The Depositary agrees to indemnify the Company, its directors, employees, agents and affiliates and hold them harmless from any liability or expense (including, but not limited to, the reasonable fees and expenses of counsel) which may arise out of acts performed or omitted by the Depositary or its Custodian or their respective directors, employees, agents and affiliates due to their negligence or bad faith.

The obligations set forth in this Section 5.08 shall survive the termination of this Deposit Agreement and the succession or substitution of any indemnified person.

Any person seeking indemnification hereunder (an "Indemnified Person") shall notify the person from whom it is seeking indemnification (the "Indemnifying Person") of the commencement of any indemnifiable action or claim promptly after such Indemnified Person becomes aware of such commencement and shall consult in good faith with the Indemnifying Person as to the conduct of the defense of such action or claim, which defense shall be reasonable under the circumstances. No Indemnified Person shall compromise or settle any such action or claim without the consent in writing of the Indemnifying Person.

SECTION 5.09. Charges of Depositary.

The Company agrees to pay the fees and reasonable out-of-pocket expenses of the Depositary and those of any Registrar only in accordance with agreements in writing entered into between the Depositary and the Company from time to time. The Depositary shall present detailed statements for such expenses to the Company at least once every three months. The charges and expenses of the Custodian are for the sole account of the Depositary.

The following charges shall be incurred by any party depositing or withdrawing Shares or by any party surrendering American Depositary Shares or to whom American Depositary Shares are issued (including, without limitation, issuance pursuant to a stock dividend or stock split declared by the Company or an exchange of stock regarding the American Depositary Shares or Deposited Securities or a delivery of American Depositary Shares pursuant to Section 4.03), or by Owners, as applicable: (1) taxes and other governmental charges, (2) such registration fees as may from time to time be in effect for the registration of transfers of Shares generally on the Share register of the Company or Foreign Registrar and applicable to transfers of Shares to or from the name of the Depositary or its nominee or the Custodian or its nominee on

the making of deposits or withdrawals hereunder, (3) such cable, telex and facsimile transmission expenses as are expressly provided in this Deposit Agreement, (4) such expenses as are incurred by the Depositary in the conversion of foreign currency pursuant to Section 4.05, (5) a fee of \$5.00 or less per 100 American Depositary Shares (or portion thereof) for the delivery of American Depositary Shares pursuant to Section 2.03, 4.03 or 4.04 and the surrender of American Depositary Shares pursuant to Section 2.05 or 6.02, (6) a fee of up to \$.02 per American Depositary Share (or portion thereof) for any cash distribution made pursuant to this Deposit Agreement, including, but not limited to Sections 4.01 through 4.04 hereof, (7) a fee for the distribution of securities pursuant to Section 4.02, such fee being in an amount equal to the fee for the execution and delivery of American Depositary Shares referred to above which would have been charged as a result of the deposit of such securities (for purposes of this clause 7 treating all such securities as if they were Shares) but which securities are instead distributed by the Depositary to Owners, (8) in addition to any fee charged under clause 6, a fee of up to \$.02 per American Depositary Share (or portion thereof) per annum for depositary services, which will be payable as provided in clause 9 below, (9) any other charges payable by the Depositary, any of the Depositary's agents, including the Custodian, or the agents of the Depositary's agents in connection with the servicing of Shares or other Deposited Securities (which charge shall be assessed against Owners as of the date or dates set by the Depositary in accordance with Section 4.06 and shall be payable at the sole discretion of the Depositary by billing such Owners for such charge or by deducting such charge from one or more cash dividends or other cash distributions).

The Depositary, subject to Section 2.09 hereof, may own and deal in any class of securities of the Company and its affiliates and in American Depositary Shares.

SECTION 5.10. Exclusivity.

The Company agrees not to appoint any other depositary for issuance of American Depositary Receipts evidencing American Depositary Shares so long as The Bank of New York is acting as Depositary hereunder, subject, however, to the rights of the Company under Section 5.04.

ARTICLE 6. AMENDMENT AND TERMINATION

SECTION 6.01. Amendment.

The form of the Receipts and any provisions of this Deposit Agreement may at any time and from time to time be amended by agreement between the Company and the Depositary in any respect which they may deem necessary or desirable. Any amendment which shall impose or increase any fees or charges (other than taxes and other governmental charges), or which shall otherwise prejudice any substantial existing right of owners, shall, however, not become effective as to outstanding Receipts until the expiration of 30 days after notice of such amendment shall have been given to the Owners of outstanding Receipts. Every Owner at the time any amendment so becomes effective shall be deemed, by continuing to hold such Receipt, to consent and agree to such amendment and to be bound by the Deposit Agreement as amended thereby. In no event shall any amendment impair the right of the Owner of any Receipt to surrender such Receipt and receive therefor the Deposited Securities represented thereby, except in order to comply with mandatory provisions of applicable law.

SECTION 6.02. Termination.

The Depositary shall at any time, at the direction of the Company, terminate this Deposit Agreement by mailing notice of such termination to the Owners of all Receipts then outstanding at least 30 days prior to the date fixed in such notice for such termination. The Depositary may likewise terminate this Deposit Agreement by mailing notice of such termination to the Company and the Owners of all Receipts then outstanding, such termination to be effective on a date specified in such notice not less than 30 days after the date thereof, if at any time 60 days shall have expired after the Depositary shall have delivered to the Company a written notice of its election to resign and a successor depositary shall not have been appointed and accepted its appointment as provided in Section 5.04. On and after the date of termination, the Owner of a Receipt will, upon (a) surrender of such Receipt at the Corporate Trust Office of the Depositary, (b) payment of the fee of the Depositary for the surrender of Receipts referred to in Section 2.05, and (c) payment of any applicable taxes or governmental charges, be entitled to delivery, to the owner or upon the Owner's order, of the amount of Deposited Securities represented by the American Depositary Shares evidenced by such Receipt. If any Receipts shall remain outstanding after the date of termination, the

Depository thereafter shall discontinue the registration of transfers of Receipts, shall suspend the distribution of dividends to the Owners thereof, and shall not give any further notices or perform any further acts under this Deposit Agreement, except that the Depository shall continue to collect dividends and other distributions pertaining to Deposited Securities, shall sell rights as provided in this Deposit Agreement, and shall continue to deliver Deposited Securities, together with any dividends or other distributions received with respect thereto and the net proceeds of the sale of any rights or other property, in exchange for Receipts surrendered to the Depository (after deducting, in each case, the fee of the Depository for the surrender of a Receipt, any expenses for the account of the Owner of such Receipt in accordance with the terms and conditions of this Deposit Agreement, and any applicable taxes or governmental charges). At any time after the expiration of one year from the date of termination, the Depository may sell the Deposited Securities then held hereunder and may thereafter hold uninvested the net proceeds of any such sale, together with any other cash then held by it hereunder, unsegregated and without liability for interest, for the pro rata benefit of the Owners of Receipts which have not theretofore been surrendered, such Owners thereupon becoming general creditors of the Depository with respect to such net proceeds and such other cash. After making such sale, the Depository shall be discharged from all obligations under this Deposit Agreement, except to account for such net proceeds and other cash (after deducting, in each case, the fee of the Depository for the surrender of a Receipt, any expenses for the account of the Owner of such Receipt in accordance with the terms and conditions of this Deposit Agreement, and any applicable taxes or governmental charges) and except as provided in Section 5.08. Upon the termination of this Deposit Agreement, the Company shall be discharged from all obligations under this Deposit Agreement except for its obligations to the Depository under Sections 5.08 and 5.09 hereof.

ARTICLE 7. MISCELLANEOUS

SECTION 7.01. Counterparts.

This Deposit Agreement may be executed in any number of counterparts, each of which shall be deemed an original and all of such counterparts shall constitute one and the same instrument. Copies of this Deposit Agreement shall be filed with the Depository and the Custodian and shall be open to inspection by any Owner during business hours.

SECTION 7.02. No Third Party Beneficiaries.

This Deposit Agreement is for the exclusive benefit of the parties hereto and shall not be deemed to give any legal or equitable right, remedy or claim whatsoever to any other person.

SECTION 7.03. Severability.

In case any one or more of the provisions contained in this Deposit Agreement or in the Receipts should be or become invalid, illegal or unenforceable in any respect, the validity, legality and enforceability of the remaining provisions contained herein or therein shall in no way be affected, prejudiced or disturbed thereby.

SECTION 7.04. Regulatory Compliance.

The Depository and the Company hereby confirm to each other that, for as long as this Deposit Agreement is in effect, they shall comply with any requirements for registration of the amount of Deposited Securities with the Central Bank and furnish to the CVM and the Central Bank any information and documents related to the Deposited Securities, the Receipts and the Depository's obligations hereunder whenever required pursuant to applicable law or regulation or as may be requested by such authorities from time to time, whether such information and documents are requested from the Depository or the Company. In the event that the Depository or the Custodian shall be advised (in writing) by reputable independent Brazilian counsel (the "Legal Warning") that the Depository or Custodian reasonably could be subject to criminal or material, as reasonably determined by the Depository, civil liabilities as a result of the Company having failed to provide to the CVM or the Central Bank such information or documents reasonably available only through the Company, the Depository will immediately send a copy of the Legal Warning to the Company, shall have the right to immediately resign as Depository by written notice to the Company and will not be subject to any liability hereunder for such resignation or such determination, except that the Depository shall promptly, but in no event later than three (3) business days, if permitted by applicable law,

duly assign, transfer and deliver all right, title and interest in and to the Deposited Securities held on account or on behalf of Owners to the Company or its nominee and (ii) to the extent not prohibited by applicable law, the Depositary shall provide the Company or any successor depositary hereunder with access, during normal business hours, to such records as may be reasonably necessary to enable the Company or such successor depositary to fulfill the obligations that the Depositary would have had hereunder but for such resignation. Upon effectiveness of such resignation the Depositary shall otherwise be discharged from all of its obligations under this Deposit Agreement. In the event that the Depositary resigns pursuant to this paragraph either (i) the Company will appoint a new depositary, in which case the Company will assume the obligations stated as the obligations of the Depositary under Section 5.04 herein or (ii) if the Company fails to appoint a new depositary within 60 days of such resignation, this Deposit Agreement shall be terminated in accordance with Section 6.02 herein and the Company or its designated agent will assume the obligations stated as the obligations of the Depositary in such section.

SECTION 7.05. Binding Effect on Owners and Beneficial Owners.

The Owners and Beneficial Owners shall be bound by all of the terms and conditions of this Deposit Agreement and of the Receipts by acceptance thereof.

SECTION 7.06. Notices.

Any and all notices to be given to the Company shall be deemed to have been duly given if personally delivered or sent by mail or cable, telex or facsimile transmission confirmed by letter, addressed to: Mr. Ferdinando Schauenburg, Director Econômico-Financeiro e de Relações com o Mercado, Companhia Paranaense de Energia-COPEL, Rua Coronel Dulcídio, 800-8. andar, CEP 80420-170 Curitiba, Paraná, Brazil, facsimile number 55-31-331-3136 or any other place to which the Company may have transferred its principal office.

Any and all notices to be given to the Depositary shall be deemed to have been duly given if in English and personally delivered or sent by mail or cable, telex or facsimile transmission confirmed by letter, addressed to The Bank of New York, 101 Barclay Street, New York, New York 10286, facsimile number (212) 571-3050, Attention: American Depositary Receipt Administration, or any other place to which the Depositary may have transferred its Corporate Trust Office.

Any and all notices to be given to any Owner shall be deemed to have been duly given if personally delivered or sent by mail or cable, telex or facsimile transmission confirmed by letter, addressed to such Owner at the address of such Owner as it appears on the transfer books for Receipts of the Depositary, or, if such Owner shall have filed with the Depositary a written request that notices intended for such owner be mailed to some other address, at the address designated in such request.

Delivery of a notice sent by mail or cable, telex or facsimile transmission shall be deemed to be effective at the time when a duly addressed letter containing the same (or a confirmation thereof in the case of a cable, telex or facsimile transmission) is deposited, postage prepaid, in a post-office letter box; provided, however, that delivery of a notice to the Company or the Depositary shall be deemed to be effective when actually received by the Company or the Depositary, as the case may be. The Depositary or the Company may, however, act upon any cable or telex received by it, notwithstanding that such cable or telex transmission shall not subsequently be confirmed by letter as aforesaid.

SECTION 7.07. Submission to Jurisdiction; Appointment of Agent for Service of Process.

The Company (i) irrevocably designates and appoints CT Corporation System, 111 Eighth Avenue, New York New York 10011, as the Company's authorized agent upon which process may be served in any suit or proceeding arising out of or based upon the Shares or Deposited Securities, the American Depositary Shares, the Receipts or this Agreement which may be instituted in any United States federal or New York State court sitting in the Borough of Manhattan, the City of New York, (ii) consents and submits to the non-exclusive jurisdiction of such court in the State of New York with respect to any such suit or proceeding, and (iii) agrees that service of process upon said authorized agent shall be deemed in every respect effective service of process upon the Company in any such suit or proceeding. The Company agrees to deliver, upon the execution and delivery of this Deposit Agreement, a written acceptance by such agent of its appointment as such agent. The Company further agrees to take any and all action, including the filing of

any and all such documents and instruments, as may be necessary to continue such designation and appointment in full force and effect for so long as any American Depositary Shares or Receipts remain outstanding or this Agreement remains in force. If said authorized agent shall cease to act as the Company's agent for service of process, the Company shall appoint without delay another such agent and promptly notify the Depositary of such appointment.

SECTION 7.08. Governing Law.

This Deposit Agreement and the Receipts shall be interpreted and all rights hereunder and thereunder and provisions hereof and thereof shall be governed by the law of the State of New York.

SECTION 7.09. Headings.

Headings contained herein are included for convenience only and are not to be used in construing or interpreting any provision hereof.

IN WITNESS WHEREOF, COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA-COPEL and THE BANK OF NEW YORK have duly executed this agreement as of the day and year first set forth above and all owners shall become parties hereto upon acceptance by them of Receipts issued in accordance with the terms hereof.

COMPANHIA PARANAENSE DE
ENERGIA--COPEL

By:
Name:
Title:

By:
Name:
Title:

THE BANK OF NEW YORK,
as Depositary

By:
Name:
Title:

DESCRIÇÃO DOS TÍTULOS REGISTRADOS DE ACORDO COM A SEÇÃO 12 DO *EXCHANGE ACT*

Em 31 de dezembro de 2020, a Companhia Paranaense de Energia – Copel (“Copel,” a “Companhia,” “nós,” e “nosso”) dispõe das seguintes classes de títulos registrados de acordo com a Seção 12(b) do *EXCHANGE ACT*:

#	Título de cada classe	Ticker (s)	Nome da Bolsa de Valores em que estão registrado
I.	Ações Preferenciais Classe B, sem valor nominal*	CPLE6	NYSE
II.	<i>American Depositary Shares</i> (representadas por <i>American Depositary Receipts</i>)	ELP	NYSE

* Não destinados a negociação, apenas para fins de registro de *American Depositary Shares* na Bolsa de Valores de Nova York.

Termos capitalizados utilizados mas não definidos neste documento têm o significado que lhes é dado em nosso Relatório Anual no Formulário 20-F para o exercício fiscal encerrado em 31 de dezembro de 2020, exceto quando de outra forma indicado neste documento.

I. AÇÕES COMUNS E PREFERENCIAIS

A descrição do nosso capital social e certas disposições relevantes das nossas regras societárias descritas a seguir é um resumo e não pretende ser completa. Esta descrição está condicionada e qualificada, em sua totalidade, pelo nosso Estatuto Social, pela Lei das Sociedades por Ações e por qualquer outra lei aplicável às sociedades brasileiras, conforme alterada regularmente.

Uma cópia do nosso Estatuto está anexada ao nosso Relatório Anual como Anexo 1.1. Recomendamos que você leia nosso Estatuto Social e as seções aplicáveis do nosso Relatório Anual para maiores informações.

Capital Social

Nosso capital social é composto por ações ordinárias e ações preferenciais (Ações Classe A e Classe B), todas sem valor nominal e denominadas em reais. Em 31 de dezembro de 2019, nosso capital social, incluindo as ações em tesouraria, era representado por 273.655.375 ações, destas 145.031.080 eram ações ordinárias, 327.142 eram ações Classe A e 128.297.153 eram ações Classe B. O nosso Estatuto prevê que a única conversão de ações permitida é de Ações Classe A que são convertíveis em Ações Classe B. As nossas ações não são convertíveis de outra forma.

Além da negociação nos Estados Unidos, conforme detalhado no item II abaixo, nossas ações ordinárias negociam na B3 sob o *ticker* "CPLE3" e nossas ações Classe B negociam sob o *ticker* "CPLE6". Nossas ações também são negociadas no LATIBEX, sob o *ticker* "XCOP". Todas as nossas ações são registradas em forma escritural em nome de seus titulares, com certificados de ações emitidos pela Companhia.

De acordo com a regulamentação da CVM, qualquer companhia aberta brasileira (i) acionistas controladores diretos ou indiretos, (ii) acionistas que tenham eleito membros do Conselho de Administração ou do Conselho Fiscal dessa companhia, bem como (iii) qualquer pessoa ou grupo de pessoas que representem o mesmo interesse, em cada caso que tenha adquirido ou vendido, direta ou indiretamente, uma participação que exceda (seja para mais ou para menos) o limite de 5%, ou qualquer múltiplo, do número total de ações de qualquer tipo ou classe, deve divulgar à CVM e ao B3 a propriedade ou alienação de ações desse acionista ou pessoa, imediatamente após a aquisição ou venda.

Alterações no nosso Capital Social

As alterações no nosso capital social são decididas pelos nossos acionistas. Nossos acionistas podem a qualquer momento, em uma Assembleia Geral Ordinária, decidir aumentar ou diminuir nosso capital social, e os aumentos de capital estão sujeitos ao direito de

preferência de todos os acionistas, na proporção de sua participação acionária. Para o exercício do direito, é assegurado um prazo mínimo de 30 dias após a publicação da notificação do aumento de capital, sendo este direito transferível.

Qualquer deliberação dos acionistas deve respeitar o quórum e todos os demais requisitos legais estabelecidos na Lei das Sociedades por Ações e em nosso Estatuto Social. Nenhum acionista é responsável por fazer qualquer outra contribuição ao nosso capital social além da responsabilidade de pagar o preço de emissão das ações subscritas ou adquiridas por tal acionista.

A emissão de ações preferenciais não precisa seguir a proporção das ações ordinárias, visto que a legislação societária brasileira estabelece que a emissão de ações preferenciais não pode exceder dois terços do número total de nossas ações.

Dividendos

Nossos pagamentos de dividendos estão sujeitos às disposições da legislação societária brasileira e às leis e regulamentos locais aplicáveis, bem como ao nosso Estatuto Social. Nossas distribuições podem incluir dividendos ou juros sobre o capital próprio. O pagamento de juros sobre capital próprio está sujeito à retenção de imposto de renda na fonte, nos termos da legislação tributária brasileira, que não incide sobre os pagamentos de dividendos.

Os lucros são distribuídos na proporção do número de ações de cada acionista na data do registro aplicável. De acordo com a Lei das Sociedades por Ações e nosso Estatuto Social, devemos pagar aos nossos acionistas uma distribuição mandatória igual a pelo menos 25% do nosso lucro líquido ajustado do exercício social anterior, tendo os detentores de ações preferenciais prioridade no pagamento. De acordo com nosso Estatuto Social, as Ações Classe A e Classe B têm direito a receber dividendos mínimos anuais não cumulativos, cujo dividendo por ação deverá ser, no mínimo, 10% superior aos dividendos por ação pagos aos detentores das Ações Ordinárias. As Ações Classe A têm prioridade sobre as Ações Classe B, e as Ações Classe B têm prioridade sobre as Ações Ordinárias.

O pagamento de dividendos para cada exercício social ou pagamento de juros sobre o capital próprio deve ocorrer no prazo de 60 dias da Assembleia Geral Ordinária na qual a distribuição foi aprovada, a menos que uma deliberação dos acionistas determine outra data, não posterior ao final do exercício social em que tal dividendo foi declarado.

A Lei das Sociedades por Ações permite, entretanto, que uma companhia suspenda a distribuição obrigatória de dividendos se seu Conselho de Administração informar à Assembleia Geral Ordinária que a distribuição seria incompatível com a condição financeira da companhia, sujeita à aprovação da Assembleia Geral e à revisão pelo Conselho Fiscal.

Independentemente do acima exposto, a Lei das Sociedades por Ações e nossos estatutos preveem que as Ações Classes A e B adquirirão direitos de voto se suspendermos os pagamentos de dividendos obrigatórios por mais de três exercícios fiscais consecutivos,

e tais direitos de voto continuarão até que todos os pagamentos de dividendos, incluindo pagamentos retroativos, tenham sido feitos.

Os valores disponíveis para distribuição são determinados com base em demonstrações financeiras elaboradas de acordo com as exigências da Lei das Sociedades por Ações. Além disso, os valores oriundos de benefícios de incentivos fiscais ou abatimentos são destinados a uma reserva de capital separada, de acordo com a Lei das Sociedades por Ações. Essa reserva de incentivo ao investimento não está usualmente disponível para distribuição, embora possa ser utilizada para absorver prejuízos em determinadas circunstâncias ou ser capitalizada. Os valores destinados a essa reserva não estão disponíveis para distribuição como dividendos.

A Lei das Sociedades por Ações permite que uma empresa pague dividendos provisórios a partir dos lucros preexistentes e acumulados do exercício ou semestre anterior, com base nas demonstrações financeiras aprovadas pelos seus acionistas. Podemos elaborar demonstrações financeiras semestralmente ou em períodos mais curtos. De acordo com nosso Estatuto Social, nossa administração pode declarar dividendos intermediários a serem pagos a partir dos lucros em nossas demonstrações financeiras semestrais, de acordo com a política de dividendos da Companhia e sujeito a endosso adicional pela Assembleia Geral Ordinária. Qualquer pagamento de dividendos provisórios conta para o dividendo obrigatório do ano em que os dividendos provisórios foram pagos.

De acordo com os nossos Estatutos, as Ações Classes A e B têm direito a receber dividendos mínimos anuais não cumulativos, cujos dividendos por ação devem ser pelo menos 10% superiores aos dividendos por ação pagos aos titulares das Ações Ordinárias. As Ações Classe A têm prioridade sobre as Ações Classe B, e as Ações Classe B têm prioridade sobre as Ações Ordinárias. Na medida em que os dividendos são pagos, devem ser distribuídos na seguinte ordem:

- primeiro, os titulares das Ações Classe A têm direito a receber um dividendo mínimo igual a 10% do capital social total representado pelas Ações Classe A em circulação no final do exercício fiscal relativamente ao qual os dividendos tenham sido declarados;
- segundo, na eventualidade de haver montantes adicionais a distribuir após o pagamento de todos os montantes atribuídos às Ações Classe A, os titulares de Ações Classe B têm direito a receber um dividendo mínimo por ação igual a (i) o dividendo obrigatório dividido por (ii) o número total de Ações Classe B em circulação no final do exercício fiscal relativamente ao qual os dividendos foram declarados; e
- terceiro, na eventualidade de haver montantes adicionais a distribuir após o pagamento de todos os montantes atribuídos às Ações Classe A e às Ações Classe B, os titulares de Ações Ordinárias têm o direito de receber um montante por ação igual (i) ao dividendo obrigatório dividido por (ii) o número total de Ações Ordinárias em circulação no final do exercício fiscal

relativamente ao qual os dividendos foram declarados, desde que as Ações Classe A e as Ações Classe B recebam dividendos por ação pelo menos 10% superiores aos dividendos por ação pagos às Ações Ordinárias.

Na eventualidade de haver montantes adicionais a serem distribuídos após o pagamento de todos os montantes descritos nos itens anteriores e na forma neles descrita, qualquer montante adicional será dividido igualmente entre todos os nossos acionistas.

Para serem elegíveis para receber valores transferidos em moeda estrangeira fora do Brasil, os acionistas não residentes no Brasil devem se registrar no Banco Central para receber dividendos, receita de vendas ou outros valores com relação às suas ações. As Ações Classe B subjacentes aos ADSs são detidas no Brasil pelo custodiante, como agente do depositário, que é o proprietário registrado das nossas ações.

Os pagamentos de dividendos em dinheiro e distribuições, se houver, serão feitos em moeda brasileira ao custodiante em nome do depositário, que então converterá tais rendimentos em dólares americanos e fará com que tais dólares americanos sejam entregues ao depositário para distribuição aos detentores de ADSs. Caso o custodiante não consiga converter imediatamente a moeda brasileira recebida como dividendos em dólares americanos, o valor em dólares americanos a pagar aos detentores de ADSs pode ser prejudicado por desvalorizações da moeda brasileira que ocorram antes de tais dividendos serem convertidos e remetidos. Caso o detentor de uma ADS não receber seus dividendos do custodiante no prazo de três (3) anos, contados a partir da data em que tal dividendo for disponibilizado, a legislação societária brasileira estabelece que tais dividendos podem ser devolvidos a companhia. Neste caso, o detentor da ADSL perderá o direito de receber os dividendos.

Se algum dividendo não tiver sido reivindicado em 3 anos após a data em que tal dividendo se tornou devido para pagamento, ele será confiscado e revertido para a Companhia.

Direitos de Voto

A nossa Assembleia Geral Ordinária deverá ser realizada até 30 de abril de cada ano. Adicionalmente, nosso Conselho de Administração ou, em algumas situações específicas previstas na legislação societária brasileira, nossos acionistas ou nosso Conselho Fiscal, podem convocar uma Assembleia Geral Extraordinária.

Os detentores de nossas ações ordinárias têm direito a um voto para cada unidade de ações ordinárias detidas. Os detentores de ações preferenciais adquirem o direito de voto se, durante três exercícios sociais consecutivos, não pagarmos um dividendo fixo ou mínimo a que as ações preferenciais tenham direito. Se um titular de ações preferenciais adquirir direitos de voto desta forma, tais direitos serão idênticos aos direitos de voto de um titular de ações ordinárias e continuarão até o pagamento do dividendo.

Geralmente, o quórum necessário para a realização de Assembleia Geral Ordinária é de pelo menos ¼ de nossas ações ordinárias emitidas e em circulação, exceto conforme previsto na Lei das Sociedades por Ações e em nosso Estatuto Social em relação às decisões sobre determinadas matérias. As decisões são tomadas por maioria simples, exceto quando a Lei das Sociedades por Ações ou nosso Estatuto Social preveem um quórum diferente.

Determinadas deliberações requerem quórum majoritário para aprovação, incluindo qualquer emenda ao nosso Estatuto Social e a emissão de novas ações. Além disso, a nomeação de uma firma especializada para preparar um relatório de avaliação de nossas ações em caso de cancelamento de nosso registro como companhia de capital aberto requer um quórum especial, de acordo com os termos da regulamentação da B3.

De acordo com a Lei das Sociedades por Ações, acionistas minoritários representando pelo menos 5% do nosso capital votante têm o direito de exigir um procedimento de voto cumulativo para eleger um membro do nosso Conselho de Administração.

Direitos de Preferência

Nossos acionistas têm direito de preferência geral para subscrever ações em qualquer aumento de capital, na proporção de sua titularidade, conforme previsto na Lei das Sociedades por Ações. Para o exercício do direito, é assegurado um prazo mínimo de 30 dias após a publicação da notificação do aumento de capital, sendo o direito transferível. Podemos emitir ações até o limite do capital autorizado, excluindo o direito de preferência dos acionistas, conforme previsto na Lei das Sociedades por Ações e em nosso Estatuto Social.

Restrições a Titulares Não-Brasileiros

Os investidores estrangeiros não enfrentam quaisquer restrições legais que os impeçam de deter Ações Ordinárias, Ações Classe A, Ações Classe B ou ADSs.

A faculdade de converter em moeda estrangeira pagamentos de dividendos e receitas da venda de Ações Classe B ou direitos de preferência, e de remeter esses montantes para fora do Brasil, está sujeita a restrições da legislação de investimento estrangeiro que geralmente exige, entre outras coisas, o registro do investimento em questão junto ao Banco Central. Qualquer investidor estrangeiro que se registrar na CVM de acordo com a Resolução nº 4.373 do CMN pode comprar e vender valores mobiliários nas bolsas de valores brasileiras sem obter um certificado de registro separado para cada transação.

O Anexo II da Resolução nº 4.373 do CMN ("Anexo II da Resolução") permite que empresas brasileiras emitam certificados de depósito em mercados de câmbio. Nosso programa de ADS está devidamente registrado junto ao Banco Central e à CVM.

Nosso Estatuto Social não impõe qualquer limitação aos direitos de residentes ou não-residentes brasileiros de deter nossas ações e exercer os direitos relativos a elas.

Direitos de Liquidação

Em caso de liquidação da Sociedade, depois de todos os credores terem sido pagos, todos os acionistas participarão de forma equitativa e divisível em quaisquer ativos remanescentes.

Direitos de Conversão

Os nossos estatutos preveem que a única conversão de ações permitida é a das Ações Classe A convertíveis em Ações Classe B. As nossas ações não são convertíveis de outra forma.

Direito de Resgate

Nossas ações ordinárias e preferenciais não são resgatáveis, com a exceção de que um acionista dissidente tem, sob certas circunstâncias previstas na Lei das Sociedades por Ações, o direito de retirar sua participação acionária de uma empresa e receber um pagamento pela parte do patrimônio líquido atribuível à sua participação acionária.

II. AMERICAN DEPOSITARY SHARES

A seguinte descrição dos ADSs e certas disposições materiais das nossas regras corporativas é um resumo e não pretende ser completa. Ela está sujeita e qualificada em sua totalidade pelo Contrato de Depósito (conforme descrito abaixo), à forma da ADS, que contém os termos das ADSs, e a qualquer lei aplicável, conforme alterada periodicamente.

Uma cópia do Contrato de Depósito (conforme descrito abaixo) está anexada ao nosso Relatório Anual como Anexo 2.1. Cópias do Contrato de Depósito também estão disponíveis para inspeção nos escritórios de nosso Depositário.

Recomendamos que leia o Contrato de Depósito (descrito abaixo), o formulário ADS e as seções aplicáveis do nosso relatório anual para obter informações adicionais.

Geral

Nos Estados Unidos, operamos ADSs representando as nossas Ações Classe B, que são evidenciadas pelos *American Depositary Receipts* ("ADRs"). Os ADSs são negociados na Bolsa de Valores de Nova Iorque (NYSE). Os ADSs que representam as Ações Classe B são negociados com os símbolos ELP e ELPVY.

O Bank of New York Mellon atua como depositário dos nossos ADSs ("Depositário"). Na sua capacidade, o Depositário registrará e entregará as ADSs, cada uma representando uma participação acionária em uma ação ordinária depositada junto ao custodiante, como agente do Depositário, nos termos do contrato de depósito datado de 21 de março de 1996, conforme alterado e rerepresentado em 21 de novembro de 2007, entre nós, o Depositário, e os titulares registrados e proprietários beneficiários de forma periódica das ADSs (o "Contrato de Depósito"), e (ii) quaisquer outros títulos, dinheiro ou outras propriedades que possam ser detidas pelo Depositário.

A sede principal do Depositário está atualmente localizada em 240 Greenwich Street, New York, NY 10286, Estados Unidos da América.

Você pode ser titular de ADSs, direta ou indiretamente, através de seu corretor ou outra instituição financeira. Se você possui ADSs diretamente, ao ter uma ADS registrada em seu nome nos livros do Depositário, você é um titular de ADSs. Caso possua ADSs através do seu corretor ou instituição financeira indicada, você deve confiar nos procedimentos desse corretor ou instituição financeira para fazer valer os direitos de um titular de ADSs descritos nesta seção e, deve consultar o seu corretor ou instituição financeira para saber quais são esses procedimentos.

Os titulares de ADSs podem não conseguir exercer os direitos de preferência relativos às ações ordinárias subjacentes às suas ADSs,

exceto se uma declaração de registro, nos termos do *Exchange Act*, seja eficaz no que se refere a esses direitos.

O Depositário será o titular das ações ordinárias correspondentes às ADSs. Como titular de ADSs, você terá direitos de titular de ADSs, que estão estabelecidos no Contrato de Depósito. O Contrato de Depósito também estabelece os direitos e obrigações do Depositário.

Dividendos e Outras Distribuições

Poderemos fazer vários tipos de distribuições relativas às nossas ações ordinárias, conforme descrito abaixo. O Depositário concordou que, na medida do possível, pagará aos titulares de ADSs os dividendos ou outras distribuições que ele ou o custodiante receba sobre as ações ordinárias, fazendo as deduções necessárias previstas no Contrato de Depósito. O Depositário pode utilizar uma de suas divisões, filiais ou subsidiárias para dirigir, administrar e/ou executar qualquer venda pública e/ou privada de ações ordinárias nos termos do Contrato de Depósito. Tal divisão, filial ou subsidiária pode cobrar do Depositário uma taxa referente a tais vendas, taxa essa que será considerada uma despesa do Depositário. Os titulares de ADSs receberão essas distribuições na proporção do número de ações ordinárias correspondentes a essas ADSs. Exceto conforme indicado abaixo, o Depositário entregará tais distribuições aos titulares de ADRs na proporção de seus interesses, da seguinte forma:

- ***Em dinheiro.*** Sempre que o Depositário, ou em seu nome, seu agente, receber qualquer dividendo ou outra distribuição em dinheiro sobre quaisquer ações, o Depositário deverá, ou fará com que seu agente, tão prontamente quanto possível, (salvo se proibido ou impedido por lei), converta tal dividendo ou distribuição em dólares, transfira-os para os Estados Unidos e distribua o valor assim recebido aos titulares com direito a eles, na proporção do número de ADSs representando tais ações detidas por cada um deles, respectivamente; desde que, no entanto, no caso da Companhia, o Depositário seja obrigado a reter tal dividendo em dinheiro ou outra distribuição em dinheiro por conta de impostos, o valor distribuído aos titulares de ADRs que comprovem a existência de ADSs representando tais ações será reduzido em conformidade. O Depositário apenas distribuirá os valores que possam ser entregues sem destinar a qualquer titular uma fração de um centavo e qualquer saldo que não seja por ele distribuído será detido pelo Depositário (sem responsabilidade pelos juros sobre o mesmo) e será adicionado e fará parte da soma seguinte recebida pelo Depositário para distribuição aos detentores das ADSs em circulação.

- **Ações.** Se qualquer distribuição sobre quaisquer ADSs consistir em dividendos ou distribuição gratuita de ações, o Depositário pode, e deve, se a Companhia assim o solicitar, distribuir, tão prontamente quanto possível, aos titulares de ADRs em circulação com direito a elas, proporcionalmente ao número de ADSs que representem tais ações detidas por cada um deles, respectivamente, ADRs adicionais evidenciando um número agregado de ADSs representando o volume de ações recebidas como tal dividendo ou distribuição gratuita, sujeito aos termos e condições do Contrato de Depósito com respeito ao depósito de ações e à emissão de ADSs evidenciadas pelos ADRs, incluindo a retenção de qualquer imposto ou outra taxa governamental e o pagamento das taxas do Depositário, conforme previsto no Contrato de Depósito. Ao invés da entrega de recibos de ADSs fracionárias em qualquer desses casos, o Depositário deverá vender a quantidade de ações representada pelo agregado de tais frações e distribuir a receita líquida; desde que, entretanto, nenhuma distribuição aos titulares seja atrasada injustificadamente por qualquer ação do Depositário ou de qualquer de seus agentes. Se o Depositário não distribuir ADSs adicionais, as ADSs em circulação também representarão as novas ações. Além disso, o Depositário pode reter qualquer distribuição de ADSs se não tiver recebido garantias satisfatórias da Companhia de que tal distribuição não requer registro nos termos da Lei de Valores Mobiliários ou está isenta de registro nos termos de tal Lei; desde que, em qualquer caso, o Depositário possa vender uma parte das ações distribuídas (ou ADSs representando tais ações), sujeito às condições descritas no Contrato de Depósito.
- **Direitos de compra de ações adicionais.** Se oferecermos aos titulares dos nossos títulos quaisquer direitos de subscrição de ações adicionais ou quaisquer outros direitos, o Depositário pode (i) exercer esses direitos em nome dos titulares de ADS's, (ii) distribuir esses direitos aos titulares de ADS's ou (iii) vender esses direitos e distribuir a receita líquida aos titulares de ADS's, em cada caso após dedução ou mediante pagamento das suas taxas e despesas. Na medida em que o Depositário não fizer nada disso, permitirá que os direitos prescrevam. Nesse caso, os titulares de ADS's não receberão qualquer valor por eles. O Depositário só exercerá ou distribuirá os direitos se nós o solicitarmos e fornecermos garantias satisfatórias ao Depositário de que é legal fazê-lo. Se o Depositário exercer direitos, comprará os títulos a que os direitos se referem e distribuirá esses títulos ou, no caso de ações, novos ADS's representativos das novas ações, aos titulares de ADS's subscritores, mas apenas se os titulares de ADS's tiverem pagado o preço de exercício ao Depositário. A legislação norte-americana sobre títulos pode restringir a capacidade do Depositário de distribuir direitos ou ADSs ou outros títulos emitidos no exercício de direitos a todos ou a certos titulares de ADSs, e os títulos distribuídos podem estar sujeitos a restrições de transferência. Para mais informações, leia o Contrato de Depósito.

- **Outras Distribuições.** Sempre que o Depositário receber qualquer distribuição, poderá, tão prontamente quanto possível, fazer com que os títulos ou bens recebidos por ele sejam distribuídos aos titulares com direito a eles, na proporção do número de ADSs representando as ações depositadas detidas por cada um deles, respectivamente, de qualquer forma que o Depositário considere equitativa e praticável para a realização de tal distribuição. Se, na opinião do Depositário, tal distribuição não puder ser feita proporcionalmente entre os titulares com direito a ela, ou se, por qualquer outro motivo, o Depositário considerar tal distribuição inviável, o Depositário poderá, após consulta à Companhia, adotar o método que julgar equânime e praticável para a efetivação de tal distribuição, incluindo, entre outros, a venda pública ou privada dos títulos ou bens assim recebidos, ou qualquer parte deles, e o produto líquido dessa venda será distribuído pelo Depositário aos titulares com direito a ela, como no caso de uma distribuição recebida em dinheiro. Nenhuma distribuição aos titulares será atrasada injustificadamente por qualquer ação do Depositário ou de qualquer um dos seus agentes. Na medida em que tais títulos ou propriedade ou o produto líquido dos mesmos não sejam distribuídos aos titulares, eles constituirão ações depositadas e cada ADS representará, a partir daí, também o seu interesse proporcional em tais títulos, propriedade ou produto líquido.

O Depositário não é responsável se decidir que é ilegal ou inviável disponibilizar uma distribuição a qualquer detentor de ADS's. Não temos obrigação de registrar ADSs, ações, direitos ou outros títulos nos termos da *Securities Act*. Também não temos obrigação de tomar qualquer outra medida para permitir a distribuição de ADSs, ações, direitos ou qualquer outra coisa aos titulares de ADSs. Isto significa que os titulares de ADSs não podem receber as distribuições que fazemos sobre nossas ações ou qualquer valor por elas se for ilegal ou impraticável para nós colocá-las à sua disposição.

Depósito, Saque e Cancelamento

O Depositário entregará ADSs se os investidores ou seus corretores depositarem ações ou comprovação de direitos de recebimento de ações junto ao custodiante. Após o pagamento de suas taxas e despesas e de quaisquer impostos ou encargos, tais como impostos de selo ou taxas ou impostos de transferência de ações, o Depositário registrará o número apropriado de ADSs nos nomes solicitados e entregará as ADSs para ou por ordem da pessoa ou pessoas que fizeram o depósito.

Os titulares de ADSs podem entregá-las ao Depositário para efeitos de resgate. Mediante pagamento de taxas e despesas do Depositário e de quaisquer impostos ou encargos, tais como impostos de selo ou taxas ou impostos de transferência de ações, o Depositário entregará as ações e quaisquer outros títulos depositados subjacentes aos ADSs ao seu titular ou a uma pessoa designada pelo titular no escritório do depositário. Ou, a pedido, e ciente dos riscos e encargos do titular da ADS, o Depositário entregará os títulos depositados no seu escritório, se possível. Contudo, o Depositário não é obrigado a aceitar a entrega de ADS's na medida em que exija a entrega de uma fração de uma ação ou outro título depositado. O Depositário pode cobrar uma taxa e as despesas para

instruir o custodiante a respeito da entrega dos títulos depositados.

Os investidores podem entregar os seus ADR ao Depositário para efeitos de troca de ADR por ADSs não-certificados. O Depositário cancelará esse ADR e enviará ao titular uma declaração confirmando que o titular da ADS é o mesmo dos ADSs não-certificados. Ao receber do Depositário uma instrução apropriada de um titular registrado solicitando a troca de ADSs não-certificados por ADSs certificados, o Depositário executará e entregará ao titular de ADSs um ADR que comprove esses ADSs.

O Depositário pode restringir a retirada dos títulos depositados somente pelos motivos expostos na Instrução Geral I.A.(1) do Formulário F-6 da *Securities Act* de 1933:

- atrasos temporários causados pelo fechamento de nossos livros de transferência ou do Depositário ou pelo depósito de ações ordinárias ou preferenciais em conexão com a votação em Assembleia de Acionistas, ou pelo pagamento de dividendos;
- pagamento de taxas, impostos e encargos similares; ou
- em conformidade com quaisquer leis norte-americanas, estrangeiras ou regulamentos governamentais relacionados com os ADR ou com a retirada de títulos depositados.

Este direito de retirada não pode ser limitado por qualquer outra disposição do Contrato de Depósito.

Direito de Voto

Os titulares dos ADSs não têm os mesmos direitos de voto que os titulares das nossas ações. Os titulares das ADSs têm direito aos direitos contratuais estabelecidos para seu benefício nos termos do Contrato de Depósito.

Ao receber a notificação de qualquer reunião ou solicitação de procurações de titulares de ações, caso solicitado por escrito pela Companhia, o Depositário deverá, assim que possível, enviar aos titulares uma notificação, cuja forma ficará a critério exclusivo do Depositário, que deverá constar (a) as informações contidas nessa notificação de reunião (ou se solicitado pela Companhia um resumo em inglês de tais informações fornecidas pela Companhia), (b) uma declaração de que os titulares a partir do encerramento dos negócios em uma data de registro especificada terão direito, sujeito a qualquer disposição aplicável da legislação brasileira, dos estatutos e das disposições das ações, instruir o Depositário quanto ao exercício dos direitos de voto, se houver, referentes à quantidade de ações representada por suas respectivas ADSs e (c) uma declaração sobre a modalidade em que tais instruções podem ser dadas, incluindo uma indicação expressa de que instruções podem ser dadas ou consideradas dadas de acordo com a última frase deste parágrafo se nenhuma instrução for recebida, ao Depositário para dar uma procuração discricionária a uma pessoa designada

pela Companhia.

Mediante solicitação escrita de um titular em tal data de registro, recebida até a data estabelecida pelo Depositário para tal fim, o Depositário se esforçará, na medida do possível e permitido pela legislação brasileira e pelos estatutos, para votar ou fazer votar a quantidade de ações representada pelas ADSs evidenciadas por tais ADRs, de acordo com as instruções estabelecidas em tal solicitação.

O próprio Depositário não exercerá qualquer direito de voto sobre quaisquer ações. Se não forem recebidas pelo Depositário instruções de qualquer titular em relação a qualquer das ações representadas pelas ADSs evidenciadas pelo ADR do titular na data ou antes da data estabelecida pelo Depositário para esse fim, o Depositário considerará que o titular instruiu o Depositário a dar uma procuração discricionária a uma pessoa designada pela Companhia em relação a essas ações, e o Depositário dará uma procuração discricionária a uma pessoa designada pela Companhia para votar nesses Títulos Depositados; desde que nenhuma dessas instruções seja considerada dada e nenhuma procuração discricionária seja dada em relação a qualquer questão sobre a qual a Companhia informe ao Depositário que (x) a Companhia não deseja que essa procuração seja dada, (y) existe uma oposição substancial ou (z) tal questão afeta materialmente ou negativamente os direitos dos titulares de ações. Sujeito às regras aplicáveis, o Depositário deverá entregar à Companhia, pelo menos dois dias úteis antes da data de tal reunião, à atenção do seu Diretor Financeiro, cópias de todas as instruções recebidas dos titulares, de acordo com as quais o Depositário votará, ou fará votar, os Valores Mobiliários Depositados representados pelos AADSs evidenciados por tais ADRs em tal reunião. A entrega das instruções será feita às custas da Companhia (salvo acordo em contrário por escrito entre a Companhia e o Depositário) desde que o pagamento de tais despesas não seja uma condição prévia às obrigações do Depositário nos termos desta Seção.

Não podemos assegurar aos titulares de ADS's que receberão os materiais de votação a tempo de poderem instruir o Depositário a votar as suas ações. Além disso, o Depositário e seus agentes não são responsáveis pela não execução das instruções de votação ou pela forma de execução das instruções de votação. Isto significa que os titulares de ADSs podem não ser capazes de exercer o direito de voto e pode não haver nada que possam fazer se suas ações não forem votadas conforme solicitado.

Alteração e Rescisão

Podemos concordar que o Depositário altere o contrato de depósito reformulado e atualizado e os ADRs sem o seu consentimento por qualquer razão. Se uma alteração acrescentar ou aumentar taxas ou encargos, com exceção de impostos e outros encargos ou despesas governamentais do Depositário para taxas de registro, custos de fac-símile, taxas de entrega ou itens similares, ou prejudicar um direito substancial dos titulares de ADSs, ela não se tornará efetiva para ADSs pendentes até 30 dias após o Depositário notificar os titulares de ADSs sobre a alteração. No momento em que uma alteração entra em vigor, considera-se, ao continuar a deter a sua ADS,

que o titular concorda com a alteração e que está vinculado aos ADR e ao contrato de depósito reformulado e atualizado, conforme alteração.

O Depositário deverá, a qualquer momento, sob a direção da Companhia, rescindir este Contrato de Depósito, enviando notificação de tal rescisão aos titulares de ADRs então pendentes pelo menos 30 dias antes da data fixada em tal notificação para tal rescisão.

O Depositário pode igualmente rescindir este Contrato de Depósito, enviando um aviso de rescisão à Companhia e aos titulares de ADRs então em aberto, devendo essa rescisão ser efetiva numa data especificada nesse aviso, não inferior a 30 dias após a data do mesmo, se em qualquer momento 60 dias tiverem expirado após o Depositário ter entregue à Companhia um aviso escrito da sua eleição para se demitir e um depositário sucessor não tiver sido nomeado e aceite a sua nomeação.

A partir da data do seu encerramento, os titulares de ADRs terão direito, mediante (a) a entrega de tais ADRs no Corporate Trust Office do Depositário, (b) o pagamento da comissão do Depositário pela entrega de tais ADRs, e (c) o pagamento de quaisquer impostos ou encargos governamentais aplicáveis, à entrega, ao proprietário ou mediante ordem do titular, da quantidade de ações representadas pelas ADSs evidenciadas por tais ADRs.

A qualquer momento após o vencimento de um ano a partir da data de rescisão, o Depositário pode vender as ações então detidas ao abrigo do presente documento e, posteriormente, deter sem investimento o produto líquido de tal venda, juntamente com qualquer outro dinheiro então detido pelo mesmo, não segregado e sem responsabilidade por juros, para o benefício pro rata dos titulares de ADR que não tenham sido renunciados, tornando-se assim credores gerais do Depositário com respeito a tal produto líquido e tal outro dinheiro. Após a realização de tal venda, o Depositário será exonerado de todas as obrigações previstas neste Contrato de Depósito, exceto para contabilizar tais receitas líquidas e outros valores em dinheiro. Ao término deste Contrato de Depósito, a Companhia será exonerada de todas as obrigações sob este Contrato de Depósito, exceto por suas obrigações para com o Depositário previstas no Contrato de Depósito.

Limitações às obrigações e responsabilidades perante os detentores de ADS

Antes da emissão, cadastro, registro de transferência, cisão, fusão ou cancelamento de quaisquer ADRs, ou a entrega de qualquer distribuição a respeito deles, e de tempos em tempos, no caso da produção de provas como descrito abaixo, nós ou o Depositário ou seu custodiante podemos exigir:

- pagamento referente a (i) qualquer transferência de ações ou outros impostos e outros encargos governamentais, (ii) qualquer transferência de ações ou taxas de registro em vigor para o registro de transferências de ações ordinárias ou outros títulos depositados em qualquer registro aplicável e (iii) quaisquer taxas e despesas aplicáveis descritas no Contrato de Depósito;
- a apresentação de comprovação adequada de (i) identidade de qualquer signatário e autenticidade de qualquer assinatura e (ii) outras informações, incluindo, sem limitação, informações sobre cidadania, residência, aprovação de controle de câmbio, propriedade benéfica ou outra, ou participação em quaisquer valores mobiliários, cumprimento da lei, regulamentos, disposições de ou regulando valores mobiliários depositados e termos do Contrato de Depósito e dos ADRs, conforme julgar necessário ou adequado; e
- conformidade com os regulamentos que o Depositário possa estabelecer de acordo com o Contrato de Depósito.

O Contrato de Depósito limita expressamente as obrigações e a responsabilidade do Depositário, de nós próprios e de cada um dos nossos agentes e dos respectivos agentes do Depositário, desde que, no entanto, nenhuma disposição do Contrato de Depósito se destine a constituir uma renúncia ou limitação de quaisquer direitos que os titulares de ADR ou os proprietários beneficiários de ADSs possam ter nos termos do *Securities Act* de 1933 ou do *Exchange Act*, na medida do aplicável.

A Companhia não assume nenhuma obrigação nem estará sujeita a qualquer responsabilidade nos termos do Contrato de Depósito perante os detentores ou beneficiários, exceto que concorda em cumprir suas obrigações sem negligência ou má fé.

O Depositário não estará sujeito a qualquer responsabilidade com respeito à validade ou valor dos títulos depositados, dos ADSs ou dos ADRs.

Nós ou o Depositário não teremos qualquer obrigação de comparecer, processar ou defender qualquer ação, processo ou outro procedimento em relação a quaisquer títulos depositados ou em relação à ADS, em nome de quaisquer titulares de ADR ou proprietários beneficiários de ADS ou outra pessoa.

Nós ou o Depositário não seremos responsáveis por qualquer ação ou omissão por parte do mesmo com base no aconselhamento ou informação de um advogado, contabilistas, qualquer pessoa que apresente ações para depósito, qualquer detentor de ADR ou proprietários beneficiários de ADSs, ou qualquer outra pessoa que se considere, de boa-fé, ser competente para dar tal aconselhamento ou informação.

O Depositário não será responsável por quaisquer atos ou omissões feitas por um Depositário sucessor, quer em relação a um ato ou omissão anterior do Depositário, quer em relação a uma questão surgida totalmente após a destituição ou renúncia do Depositário, desde que, em relação à questão da qual essa potencial responsabilidade surge, o Depositário tenha cumprido as suas obrigações sem negligência ou má-fé enquanto atuava como Depositário.

Na ausência de má-fé da sua parte, o Depositário não será responsável por qualquer falha na execução de quaisquer instruções de votação de quaisquer dos títulos depositados, das ADSs ou dos ADRs ou pela forma como tal voto é emitido ou pelo efeito de tal voto.

O Depositário não tem obrigação de fazer qualquer determinação ou fornecer qualquer informação sobre a nossa ou qualquer responsabilidade por quaisquer consequências fiscais que possam resultar da posse de ADSs por parte de titulares de ADRs ou proprietários beneficiários de ADSs.

O Depositário não será responsável pela impossibilidade ou incapacidade de um titular de ADR ou proprietário beneficiário de ADSs em obter o benefício de um crédito fiscal estrangeiro, taxa reduzida de retenção na fonte ou reembolso de valores retidos em relação a impostos ou qualquer outro benefício fiscal.

Nenhuma exclusão de responsabilidade nos termos da *Securities Act* de 1933 está prevista em qualquer disposição do contrato de depósito.

Adicionalmente, nenhum de nós, o Depositário ou o custodiante será responsável pela impossibilidade de qualquer detentor de ADR ou proprietário beneficiário de ADSs de obter os benefícios de créditos ou reembolsos de impostos pagos fora dos Estados Unidos contra a responsabilidade do imposto de renda desse titular de ADR ou proprietário beneficiário de ADSs.

O Depositário e seus agentes podem possuir e negociar em qualquer classe de títulos de nossa empresa e de nossas afiliadas e em ADSs.

Livros do Depositário

O Depositário ou seu agente manterá livros para o registro e transferência de ADSs, que estarão abertos para inspeção pelos titulares de ADSs no escritório do Depositário durante o horário comercial regular, desde que tal inspeção não seja para fins de comunicação com os titulares de ADSs no interesse de um negócio ou objeto que não seja o nosso ou um assunto relacionado ao contrato de depósito ou aos ADSs. Tal registro (e/ou qualquer parte dele) pode ser fechado a qualquer momento ou periodicamente, quando considerado conveniente pelo Depositário, e este também pode fechar parte do livro de emissão de tal registro, quando razoavelmente

solicitado por nós, apenas para nos permitir cumprir a lei aplicável.

O Depositário manterá instalações para a entrega e recebimento de ADRs.

**QUINTO TERMO ADITIVO AO TERMO DE AJUSTE
CELEBRADO EM 4 DE AGOSTO DE 1994 ENTRE O
ESTADO DO PARANÁ E A COMPANHIA
PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL**

O **ESTADO DO PARANÁ**, pessoa jurídica de direito público interno, doravante denominado simplesmente **ESTADO**, neste ato representado por seu Governador, CARLOS ALBERTO RICHA, e assistido pelo Secretário de Estado da Fazenda, MAURO RICARDO MACHADO COSTA, pelo Secretário de Estado do Planejamento e Coordenação Geral, JURACI BARBOSA SOBRINHO e pelo Procurador-Geral do Estado, PAULO SÉRGIO ROSSO, e de outro lado a **COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL**, sociedade de economia mista, com sede em Curitiba – PR, na rua Coronel Dulcídio, 800, inscrita no CNPJ sob n.º 76.483.817-0001/20, doravante designada simplesmente **COPEL**, neste ato representada por seu Diretor Presidente, ANTONIO SÉRGIO DE SOUZA GUETTER e por seu Diretor de Finanças e de Relações com Investidores, ADRIANO RUDEK DE MOURA, resolvem aditar o Termo de Ajuste firmado entre as mesmas partes em 4 de agosto de 1994 e aditivos, o que fazem mediante as seguintes cláusulas e condições:

CLÁUSULA PRIMEIRA

Constitui objeto deste Termo Aditivo a consolidação do valor do ressarcimento pelo **ESTADO** à **COPEL** do repasse dos créditos desta junto à União Federal, representados pelos saldos remanescentes da Conta de Resultados a Compensar – CRC, objeto do Termo de Ajuste firmado entre as mesmas partes em 4 de agosto de 1994, bem como a concessão de carência.

CLÁUSULA SEGUNDA

O **ESTADO** e a **COPEL** consolidam o valor do ressarcimento em R\$ 1.391.285.154,24 (um bilhão, trezentos e noventa e um milhões, duzentos e oitenta e cinco mil, cento e cinquenta e quatro reais e vinte e quatro centavos), referente a 31.03.2016.

CLÁUSULA TERCEIRA

Fica concedido ao Estado carência no pagamento de juros e amortização no período de abril a dezembro de 2016 e, de janeiro a dezembro de 2017, somente de amortização.

Parágrafo único. Os valores a título de juros e amortização referentes ao período de abril a dezembro de 2016, bem como a título de amortização referente ao período de janeiro a dezembro de 2017, serão acrescidos ao saldo devedor nas respectivas datas de vencimento previstas no Quarto Termo Aditivo.

CLÁUSULA QUARTA

O saldo devedor, composto pelo valor referido na Cláusula Segunda acrescido dos juros e parcelas de amortização diferidas, deverá ser amortizado mensalmente no período restante do contrato, iniciando em 30 de janeiro de 2018.

CLÁUSULA QUINTA

Permanecem em vigor todas as disposições do Termo de Ajuste firmado entre as partes em 4 de agosto de 1994 e aditivos, salvo no que conflitarem com o estatuído no presente instrumento.

E, por terem assim convencionado, assinam este instrumento em duas vias de igual teor e forma, juntamente com as testemunhas abaixo.

Curitiba, de outubro de 2017.

Pelo **ESTADO DO PARANÁ**

/s/Carlos Alberto Richa

CARLOS ALBERTO RICHA
Governador do Estado

/s/Paulo Sérgio Rosso

PAULO SÉRGIO ROSSO
Procurador-Geral do Estado

/s/Mauro Ricardo Machado Costa
MAURO RICARDO MACHADO COSTA
Secretário de Estado da Fazenda

/s/Juraci Barbosa Sobrinho
JURACI BARBOSA SOBRINHO
Secretário de Estado de Planejamento e
Coordenação Geral

Pela **COPEL**

/s/Antonio Sergio de Souza Guetter
ANTONIO SÉRGIO DE SOUZA GUETTER
Diretor Presidente

/s/Adriano Rudek de Moura
ADRIANO RUDEK DE MOURA
Diretor de Finanças e de Relações com Investidores

Testemunhas:

1.

2.

Lista de Subsidiárias

Companhia Paranaense de Energia - COPEL – Subsidiárias e Controladas em 31 de Dezembro de 2020.

Subsidiária	Jurisdicção	Nome
COPEL Geração e Transmissão S.A.	Brasil	COPEL Geração e Transmissão
COPEL Distribuição S.A.	Brasil	COPEL Distribuição
COPEL Telecomunicações S.A.	Brasil	COPEL Telecomunicações
COPEL Serviços S.A.	Brasil	COPEL Serviços
COPEL Comercialização S.A.	Brasil	COPEL Mercado Livre
Companhia Paranaense de Gás – Compagas	Brasil	Compagas
Centrais Elétricas do Rio Jordao S.A. – Elejor	Brasil	Elejor
UEG Araucária Ltda.	Brasil	UEG Araucária
Cutia Empreendimentos Eólicos S.A.	Brasil	Cutia Empreendimentos
GE Olho D'Água S.A.	Brasil	Olho D'Água
GE Boa Vista S.A.	Brasil	Boa Vista
GE Farol S.A.	Brasil	Farol
GE São Bento do Norte S.A.	Brasil	São Bento do Norte
Central Geradora Eólica São Bento do Norte I S.A.	Brasil	São Bento do Norte I
Central Geradora Eólica São Bento do Norte II S.A.	Brasil	São Bento do Norte II
Central Geradora Eólica São Bento do Norte III S.A.	Brasil	São Bento do Norte III
Central Geradora Eólica São Miguel I S.A.	Brasil	São Miguel I
Central Geradora Eólica São Miguel II S.A.	Brasil	São Miguel II
Central Geradora Eólica São Miguel III S.A.	Brasil	São Miguel III
Usina de Energia Eólica Guajiru S.A.	Brasil	Guajiru
Usina de Energia Eólica Jangada S.A.	Brasil	Jangada
Usina de Energia Eólica Potiguar S.A.	Brasil	Potiguar
Usina de Energia Eólica Cutia S.A.	Brasil	Cutia
Usina de Energia Eólica Maria Helena S.A.	Brasil	Maria Helena
Usina de Energia Eólica Esperança do Nordeste S.A.	Brasil	Esperança do Nordeste
Usina de Energia Eólica Paraíso dos Ventos do Nordeste S.A.	Brasil	Paraíso dos Ventos do Nordeste
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	Brasil	Costa Oeste Transmissora
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	Brasil	Marumbi Transmissora
Bela Vista Geração de Energia S.A.	Brasil	Bela Vista
Caiuá Transmissora de Energia S.A.	Brasil	Caiuá Transmissora
Integração Maranhense Transmissora de Energia S.A.	Brasil	Integração Maranhense

Matrinchã Transmissora de Energia (TPNORTE) S.A.	Brasil	Matrinchã Transmissora
Guaraciaba Transmissora de Energia (TPSUL) S.A.	Brasil	Guaraciaba Transmissora
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.	Brasil	Paranaíba Transmissora
Mata de Santa Genebra Transmissora S.A.	Brasil	Mata de Santa Genebra
Cantareira Transmissora S.A.	Brasil	Cantareira
São Bento Energia Investimentos e Participações S.A.	Brasil	São Bento Energia
Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A.	Brasil	Nova Asa Branca I
Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A.	Brasil	Nova Asa Branca II
Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A.	Brasil	Nova Asa Branca III
Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A.	Brasil	Nova Eurus IV
Santa Maria Energias Renováveis S.A.	Brasil	Santa Maria
Santa Helena Energias Renováveis S.A.	Brasil	Santa Helena
Ventos de Santo Uriel S.A.	Brasil	Ventos de Santo Uriel
Voltalia São Miguel do Gostoso I Participações S.A.	Brasil	São Miguel do Gostoso I
Paraná Gás Exploração e Produção S.A.	Brasil	Paraná Gás
Jandaíra I Energias Renováveis S.A.	Brasil	Jandaíra I
Jandaíra II Energias Renováveis S.A.	Brasil	Jandaíra II
Jandaíra III Energias Renováveis S.A.	Brasil	Jandaíra III
Jandaíra IV Energias Renováveis S.A.	Brasil	Jandaíra IV
Uirapuru Transmissora de Energia S.A.	Brasil	Uirapuru
F.D.A. Geração de Energia Elétrica	Brasil	Foz do Areia
Foz do Chopim Energética LTDA	Brasil	Foz do Chopim
UHE Governador Jayme Canet Júnior	Brasil	Mauá
UHE Baixo Iguaçu	Brasil	Baixo Iguaçu
Solar Paraná GD Participações S.A.	Brasil	Solar Paraná
Pharma Solar II Geração Distribuída SPE LTDA	Brasil	Pharma Solar II
Pharma Solar III Geração Distribuída SPE LTDA	Brasil	Pharma Solar III
Pharma Solar IV Geração Distribuída SPE LTDA	Brasil	Pharma Solar IV
Bandeirantes Solar I Geração Distribuída SPE LTDA	Brasil	Bandeirantes Solar I
Bandeirantes Solar II Geração Distribuída SPE LTDA	Brasil	Bandeirantes Solar II
Bandeirantes Solar III Geração Distribuída SPE LTDA	Brasil	Bandeirantes Solar III

**CERTIFICAÇÃO CONFORME AS REGRAS 13a-14(a) E 15d-14(a) DA SEÇÃO
302 DA LEI SARBANES-OXLEY**

Eu, Daniel Pimentel Slaviero, certifico que:

1. Revisei este relatório anual em Formulário 20-F da Companhia Paranaense de Energia – Copel (“Companhia”);
2. Baseado em meu conhecimento, este relatório não contém qualquer afirmação inverídica de fato relevante ou deixa de mencionar fato relevante necessário para tornar as afirmações feitas, à luz das circunstâncias sob as quais essas afirmações foram feitas, não enganosas em relação ao período coberto por este relatório;
3. Baseado em meu conhecimento, as demonstrações contábeis e outras informações financeiras incluídas neste relatório representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a condição financeira, os resultados das operações e os fluxos de caixa da Companhia para os períodos apresentados neste relatório;
4. O outro diretor certificador da Companhia e eu somos responsáveis por estabelecer e manter controles e procedimentos de revelação (definidos nas normas 13a-15(e) e 15d-15(e) do “Exchange Act”) e controle interno de informações financeiras (definido nas normas 13a-15(f) e 15d-15(f) do “Exchange Act”) para a Companhia e:
 - (a) Estabelecemos tais controles e procedimentos de revelação, ou fizemos com que esses controles e procedimentos de revelação fossem estabelecidos sob nossa supervisão, para garantir que as informações relevantes relativas à Companhia, incluindo suas subsidiárias consolidadas, sejam trazidas a nosso conhecimento por outros naquelas entidades, em particular durante o período em que este relatório é preparado;
 - (b) Estabelecemos tal controle interno de informações financeiras, ou fizemos com que esse controle interno de informações financeiras fosse estabelecido sob nossa supervisão, para fornecer garantia razoável quanto à confiabilidade das informações financeiras e à preparação de demonstrações contábeis para fins externos de acordo com princípios contábeis geralmente aceitos;
 - (c) Avaliamos a eficácia dos controles e procedimentos de revelação da Companhia e apresentamos neste relatório nossas conclusões quanto à eficácia dos controles e procedimentos de revelação, no fim do período coberto por este relatório com base em nossa avaliação; e
 - (d) Revelamos neste relatório todas as mudanças no controle interno de informações financeiras da Companhia que ocorreram durante o período coberto pelo relatório anual e que afetaram relevantemente, ou que poderiam razoavelmente afetar relevantemente, o controle interno de informações financeiras da Companhia; e
5. O outro diretor certificador da Companhia e eu revelamos, com base em nossa mais recente avaliação do controle interno de informações financeiras, aos auditores da Companhia e ao comitê de auditoria do conselho de administração da Companhia (ou às pessoas que exercem as funções equivalentes):
 - (a) Todas as deficiências significativas e limitações relevantes na concepção ou operação do controle interno de informações financeiras que poderiam razoavelmente afetar adversamente a capacidade da Companhia de registrar, processar, resumir e divulgar informações financeiras; e
 - (b) Qualquer fraude, relevante ou não, que envolva a administração ou outros empregados que tenham papel significativo no controle interno de informações financeiras da Companhia.

Data: 27 de abril de 2020.

Por: /s/ Daniel Pimentel Slaviero

Nome: Daniel Pimentel Slaviero

Cargo: Diretor Presidente

**CERTIFICAÇÃO CONFORME AS REGRAS 13a-14(a) E 15d-14(a) DA SEÇÃO
302 DA LEI SARBANES-OXLEY**

Eu, Adriano Rudek de Moura, certifico que:

1. Revisei este relatório anual em Formulário 20-F da Companhia Paranaense de Energia – Copel (“Companhia”);
2. Baseado em meu conhecimento, este relatório não contém qualquer afirmação inverídica de fato relevante ou deixa de mencionar fato relevante necessário para tornar as afirmações feitas, à luz das circunstâncias sob as quais essas afirmações foram feitas, não enganosas em relação ao período coberto por este relatório;
3. Baseado em meu conhecimento, as demonstrações contábeis e outras informações financeiras incluídas neste relatório representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a condição financeira, os resultados das operações e os fluxos de caixa da Companhia para os períodos apresentados neste relatório;
4. O outro diretor certificador da Companhia e eu somos responsáveis por estabelecer e manter controles e procedimentos de revelação (definidos nas normas 13a-15(e) e 15d-15(e) do “Exchange Act”) e controle interno de informações financeiras (definido nas normas 13a-15(f) e 15d-15(f) do “Exchange Act”) para a Companhia e:
 - (a) Estabelecemos tais controles e procedimentos de revelação, ou fizemos com que esses controles e procedimentos de revelação fossem estabelecidos sob nossa supervisão, para garantir que as informações relevantes relativas à Companhia, incluindo suas subsidiárias consolidadas, sejam trazidas a nosso conhecimento por outros naquelas entidades, em particular durante o período em que este relatório é preparado;
 - (b) Estabelecemos tal controle interno de informações financeiras, ou fizemos com que esse controle interno de informações financeiras fosse estabelecido sob nossa supervisão, para fornecer garantia razoável quanto à confiabilidade das informações financeiras e à preparação de demonstrações contábeis para fins externos de acordo com princípios contábeis geralmente aceitos;
 - (c) Avaliamos a eficácia dos controles e procedimentos de revelação da Companhia e apresentamos neste relatório nossas conclusões quanto à eficácia dos controles e procedimentos de revelação, no fim do período coberto por este relatório com base em nossa avaliação; e
 - (d) Revelamos neste relatório todas as mudanças no controle interno de informações financeiras da Companhia que ocorreram durante o período coberto pelo relatório anual e que afetaram relevantemente, ou que poderiam razoavelmente afetar relevantemente, o controle interno de informações financeiras da Companhia; e
5. O outro diretor certificador da Companhia e eu revelamos, com base em nossa mais recente avaliação do controle interno de informações financeiras, aos auditores da Companhia e ao comitê de auditoria do conselho de administração da Companhia (ou às pessoas que exercem as funções equivalentes):
 - (a) Todas as deficiências significativas e limitações relevantes na concepção ou operação do controle interno de informações financeiras que poderiam razoavelmente afetar adversamente a capacidade da Companhia de registrar, processar, resumir e divulgar informações financeiras; e
 - (b) Qualquer fraude, relevante ou não, que envolva a administração ou outros empregados que tenham papel significativo no controle interno de informações financeiras da Companhia.

Data: 27 de abril de 2020.

Por: /s/ Adriano Rudek de Moura

Nome: Adriano Rudek de Moura

Cargo: Diretor de Finanças e de Relações com Investidores

CERTIFICAÇÃO
CONFORME A SEÇÃO 906 DA LEI “SARBANES-OXLEY” DE 2002
(SUBSEÇÕES (A) E (B) DA SEÇÃO 1350, CAPÍTULO 63 DO TÍTULO 18 DO “UNITED STATES CODE”)

Conforme a Seção 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002 (Subseções (a) e (b) da Seção 1350, Capítulo 63 do Título 18 do “United States Code”), o diretor signatário da Companhia Paranaense de Energia – COPEL (“Companhia”) certifica por meio desta, de acordo com seu conhecimento, que:

O relatório anual em Formulário 20-F da Companhia para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019 está em plena consonância com as exigências da Seção 13(a) ou 15 (d) do “Securities Exchange Act” de 1934 e que as informações contidas no Formulário 20-F representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a condição financeira e os resultados das operações da Companhia.

Data: 27 de abril de 2020.

Por: /s/ Daniel Pimentel Slaviero

Nome: Daniel Pimentel Slaviero

Cargo: Diretor Presidente

CERTIFICAÇÃO
CONFORME A SEÇÃO 906 DA LEI “SARBANES-OXLEY” DE 2002
(SUBSEÇÕES (A) E (B) DA SEÇÃO 1350, CAPÍTULO 63 DO TÍTULO 18 DO “UNITED STATES CODE”)

Conforme a Seção 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002 (Subseções (a) e (b) da Seção 1350, Capítulo 63 do Título 18 do “United States Code”), o diretor signatário da Companhia Paranaense de Energia – COPEL (“Companhia”) certifica por meio desta, de acordo com seu conhecimento, que:

O relatório anual em Formulário 20-F da Companhia para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019 está em plena consonância com as exigências da Seção 13(a) ou 15 (d) do “Securities Exchange Act” de 1934 e que as informações contidas no Formulário 20-F representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a condição financeira e os resultados das operações da Companhia.

Data: 27 de abril de 2020.

Por: /s/ Adriano Rudek de Moura

Nome: Adriano Rudek de Moura

Cargo: Diretor de Finanças e de Relações com Investidores