

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**  
**para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e de 2019**  
**em milhares de reais**

## **1 Contexto Operacional**

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

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

### **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 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.

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 36.2.9, 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.

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 deste ano 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.

## **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 18.

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 18.5. 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.

## **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 24.

#### **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 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 CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, utilizando por analogia os preceitos do CPC 04, 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 parágrafo 44 do referido CPC 04, 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 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).

### 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 41)	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	20,3	Copel
			60,9	Copel GeT
São Bento Energia, Investimentos e Participações S.A. (São Bento)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca I Energias Renováveis S.A.	S. Miguel do Gostoso/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca II Energias Renováveis S.A.	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Asa Branca III Energias Renováveis S.A.	Parazinho/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Nova Eurus IV Energias Renováveis S.A.	Touros/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Maria Energias Renováveis S.A.	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Santa Helena Energias Renováveis S.A.	Maracanaú/CE	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Ventos de Santo Uriel S.A.	João Câmara/RN	Geração de energia elétrica - fontes eólicas	100,0	Copel GeT
Cutia Empreendimentos Eólicos S.A. (Cutia)	Curitiba/PR	Controle e gestão de participações	100,0	Copel GeT
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Marumbi Transmissora de Energia S.A.	Curitiba/PR	Transmissão de energia elétrica	100,0	Copel GeT
Uirapuru Transmissora de Energia S.A.	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.



### 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%
<b>Valor justo dos ativos líquidos adquiridos pela Copel</b>	<b>542</b>
Valor da contraprestação transferida	294
<b>Compra vantajosa</b>	<b>248</b>

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
Estação Osasco Desenvolvimento Imobiliário S.A. (a)	São Paulo/SP	Incorporação de empreendimentos imobiliários	18,78	UEG

(a) Fase pré-operacional.

### 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 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)**

<b>Consórcio</b>	<b>Consorticiados</b>	<b>Participação %</b>
Consórcio Energético Cruzeiro do Sul (NE nº 18.4)	Copel GeT	51,0
	Eletrosul Centrais Elétricas S.A.	49,0
Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu (NE nº 18.4)	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.

## 2 Concessões e Autorizações

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

Copel		Participação %	Vencimento
<b>Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias</b>			
Copel DIS	Contrato de concessão nº 046/1999, prorrogado pelo 5º Termo Aditivo	100	07.07.2045
Copel TEL (NE nº 41)	Termo de autorização nº 54/2003 - Anatel/SPV/PV ST	100	Indeterminado
	Termo de autorização nº 305/2012 - Anatel/SPV/PV ST	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 Eólica - 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.

Os impactos estão apresentados a seguir:

<b>31.12.2020</b>	<b>Saldos Com pagás</b>	<b>Ajustes</b>	<b>Saldos Copel</b>
<b>BALANÇO PATRIMONIAL</b>			
<b>Ativo não circulante</b>			
Contas a receber vinculadas à concessão	189.416	-	189.416
Intangível	102.627	29.739	132.366
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>			
<b>Receita Operacional Líquida</b>			
Valor justo do ativo indenizável da concessão	34.591	(22.437)	12.154
<b>Custos Operacionais</b>			
Amortização	(29.442)	199	(29.243)
<b>31.12.2019</b>	<b>Saldos Com pagás</b>	<b>Ajustes</b>	<b>Saldos Copel</b>
<b>BALANÇO PATRIMONIAL</b>			
<b>Ativo não circulante</b>			
Contas a receber vinculadas à concessão	144.813	179.572	324.385
Intangível	127.598	(127.598)	-
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>			
<b>Receita Operacional Líquida</b>			
Valor justo do ativo indenizável da concessão	9.181	1.234	10.415
<b>Custos Operacionais</b>			
Amortização	(28.854)	400	(28.454)

## 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 36.2.6)	100	27.03.2019	
UHE São Jorge (NE nº 36.2.6)	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 Eurus IV	Portaria MME nº 273/2011 - EOL Eurus IV	100	27.04.2046
Santa Maria	Portaria MME nº 274/2012 - EOL SM	100	08.05.2047
Santa Helena	Portaria MME nº 207/2012 - EOL Santa Helena	100	09.04.2047
Ventos de Santo Uriel	Portaria MME nº 201/2012 - EOL Ventos de Santo Uriel	100	09.04.2047
GE Boa Vista	Portaria MME nº 276/2011 - EOL Dreen Boa Vista	100	28.04.2046
GE Farol	Portaria MME nº 263/2011 - EOL Farol	100	20.04.2046
GE Olho D'Água	Portaria MME nº 343/2011 - EOL Dreen Olho D'Água	100	01.06.2046
GE São Bento do Norte	Portaria MME nº 310/2011 - EOL Dreen São Bento do Norte	100	19.05.2046
Esperança do Nordeste	Portaria MME nº 183/2015 - EOL Esperança do Nordeste	100	11.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	Portaria MME nº 182/2015 - EOL Paraíso dos Ventos do Nordeste	100	11.05.2050
Usina de Energia Eólica Jangada	REA nº 3.257/2011 - EOL GE Jangada	100	05.01.2042
Maria Helena	REA nº 3.259/2011 - EOL GE Maria Helena	100	05.01.2042
Usina de Energia Eólica Potiguar	Portaria MME nº 179/2015 - EOL Potiguar	100	11.05.2050
Usina de Energia Eólica Guajiru	REA nº 3.256/2011 - EOL Dreen Guajiru	100	05.01.2042
Usina de Energia Eólica Cutia	REA nº 3.258/2011 - EOL Dreen Cutia	100	05.01.2042
São Bento do Norte I	Portaria nº 349/2015 - EOL São Bento do Norte I	100	04.08.2050
São Bento do Norte II	Portaria nº 348/2015 - EOL São Bento do Norte II	100	04.08.2050
São Bento do Norte III	Portaria nº 347/2015 - EOL São Bento do Norte III	100	04.08.2050
São Miguel I	Portaria nº 352/2015 - EOL São Miguel I	100	04.08.2050
São Miguel II	Portaria nº 351/2015 - EOL São Miguel II	100	04.08.2050
São Miguel III	Portaria nº 350/2015 - EOL São Miguel III	100	04.08.2050
Foz do Chopim	Autorização - Resolução nº 114/2000 - PCH Arturo Andreoli	35,77	24.04.2030
PCH Bela Vista (a)	Resolução Autorizativa nº 913/2007 - transferência de titularidade pela Resolução Autorizativa nº 7802/2019	100	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

Copel GeT	Participação %	Vencimento	Próxima revisão tarifária
<b>Contratos de Concessões de Linhas de Transmissão - LT e Subestações - SE</b>			
<b>Contrato nº 060/2001</b> - Instalações de transmissão (diversos LTs e SEs) - prorrogado pelo 3º termo aditivo	100	01.01.2043	2023
<b>Contrato nº 075/2001</b> - LT 230 kV Bateias - Jaguariá/iva	100	17.08.2031	(b)
<b>Contrato nº 006/2008</b> - LT 230 kV Bateias - Pilarzinho	100	17.03.2038	2023
<b>Contrato nº 027/2009</b> - LT 525 kV Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste	100	19.11.2039	2025
<b>Contrato nº 010/2010</b> - LT 500 kV Araraquara II - Taubaté	100	06.10.2040	2021
<b>Contrato nº 015/2010</b> - SE Cerquilha III 230/138 kV	100	06.10.2040	2021
<b>Contrato nº 022/2012</b> - LT 230 kV Londrina - Figueira e LT 230 kV Foz do Chopim - Salto Osório	100	27.08.2042	2023
<b>Contrato nº 002/2013</b> - LT 230 kV Assis - Paraguaçu Paulista II e SE Paraguaçu Paulista II 230 kV	100	25.02.2043	2023
<b>Contrato nº 005/2014</b> - LT 230 kV Bateias - Curitiba Norte e SE Curitiba Norte 230/138 kV	100	29.01.2044	2024
<b>Contrato nº 021/2014</b> - LT 230 kV Foz do Chopim - Realeza e SE Realeza 230/138 kV	100	05.09.2044	2025
<b>Contrato nº 022/2014</b> - LT 500 kV Assis - Londrina	100	05.09.2044	2025
<b>Contrato nº 006/2016</b> - 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 Andará Leste 230/138 kV	100	07.04.2046	2021
<b>Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias</b>			
<b>Costa Oeste Transmissora</b> <b>Contrato nº 001/2012:</b> LT 230 kV Cascavel Oeste - Umuarama SE Umuarama 230/138 kV	100	12.01.2042	2022
<b>Caiuá Transmissora</b> <b>Contrato nº 007/2012:</b> 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
<b>Marumbi Transmissora</b> <b>Contrato nº 008/2012:</b> LT 525 kV Curitiba - Curitiba Leste SE Curitiba Leste 525/230 kV	100	10.05.2042	2022
<b>Integração Maranhense</b> <b>Contrato nº 011/2012:</b> LT 500 Kv Açailândia - Miranda II	49	10.05.2042	2022
<b>Matrinchã Transmissora</b> <b>Contrato nº 012/2012:</b> LT 500 kV Paranaíba - Cláudia LT 500 kV Cláudia - Paranatinga LT 500 kV Paranatinga - Ribeirãozinho SE Paranaíba 500 kV SE Cláudia 500 kV SE Paranatinga 500 kV	49	10.05.2042	2022
<b>Guaraciaba Transmissora</b> <b>Contrato nº 013/2012:</b> 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
<b>Paranaíba Transmissora</b> <b>Contrato nº 007/2013:</b> 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
<b>Mata de Santa Genebra</b> <b>Contrato nº 001/2014:</b> 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
<b>Cantareira Transmissora</b> <b>Contrato nº 019/2014:</b> LT Estreito - Fernão Dias	49	05.09.2044	2025
<b>Uirapuru Transmissora</b> <b>Contrato nº 002/2005:</b> LT 525 kV Ivaiporã - Londrina	100	04.03.2035	(b)

(a) Início da operação comercial em 1º.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.

- **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 2020, os principais empreendimentos em construção continuam em andamento.

### **3 Base de Preparação**

#### **3.1 Declarações de conformidade**

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

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

As demonstrações financeiras da Companhia estão sendo reapresentadas, de forma espontânea, com ajustes nos saldos do balanço patrimonial de 1º.01.2019, conforme descrito na NE nº 3.6.4, e atualizações na NE nº 42 - Eventos subsequentes.

A emissão destas demonstrações financeiras individuais e consolidadas foi aprovada pelo Conselho de Administração em 05.05.2021.

#### **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.

#### 3.4.1 Julgamentos

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

- NE nº 4.1 - Base de consolidação; e
- NE nº 4.2 - Instrumentos financeiros.

#### 3.4.2 Incertezas sobre premissas e estimativas

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

- NEs nºs 4.3 e 9 - Ativos e passivos financeiros setoriais;
- NEs nºs 4.4 e 10 - Contas a receber vinculadas à concessão;
- NEs nºs 4.5 e 11 - Ativos de contrato;
- NEs nºs 4.8 e 18 - Imobilizado;
- NEs nºs 4.9 e 19 - Intangível;
- NEs nºs 4.10.1 e 7.3 - Perdas de crédito esperadas;
- NEs nºs 4.10.2, 18.5 e 18.6 - Redução ao valor recuperável de ativos;
- NEs nºs 4.11 e 30 - Provisões para litígios e passivos contingentes;
- NE nº 4.12 - Reconhecimento de receita;
- NE nº 4.14 - Operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE;
- NE nº 4.15 - Instrumentos financeiros derivativos;
- NEs nºs 4.16 e 13.1 - Imposto de renda e contribuição social diferidos; e
- NEs nºs 4.17 e 24 - Benefícios pós-emprego.

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

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

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



### 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/CPC 47 e IFRS 9/CPC 48 a Comissão de Valores Mobiliários - CVM publicou em 01.12.2020 orientação 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/CPC 47 e IFRS 9/CPC 48, 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, 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, sem efeitos no total do ativo circulante, ativo não circulante e, tampouco, nas demonstrações do resultado, demonstrações do resultado abrangente, demonstrações dos fluxos de caixa e demonstrações do valor adicionado 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.

31.12.2019	Controladora			Consolidado		
	Apresentado	Ajustes	Reapresentado	Apresentado	Ajustes	Reapresentado
<b>BALANÇO PATRIMONIAL</b>						
<b>ATIVO</b>	<b>20.073.123</b>	-	<b>20.073.123</b>	<b>38.312.550</b>	-	<b>38.312.550</b>
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>	<b>1.018.427</b>	-	<b>1.018.427</b>	<b>7.909.196</b>	-	<b>7.909.196</b>
Contas a receber vinculadas à concessão	-	-	-	58.842	(54.297)	4.545
Ativos de contrato	-	-	-	107.443	54.297	161.740
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>19.054.696</b>	-	<b>19.054.696</b>	<b>30.403.354</b>	-	<b>30.403.354</b>
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	Controladora			Consolidado		
	Apresentado (a)	Ajustes	Reapresentado	Apresentado (a)	Ajustes	Reapresentado
<b>BALANÇO PATRIMONIAL</b>						
<b>ATIVO</b>	<b>19.143.191</b>	-	<b>19.143.191</b>	<b>36.048.122</b>	-	<b>36.048.122</b>
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>	<b>1.170.320</b>	-	<b>1.170.320</b>	<b>6.677.846</b>	-	<b>6.677.846</b>
Contas a receber vinculadas à concessão	-	-	-	53.177	(48.997)	4.180
Ativos de contrato	-	-	-	85.019	48.997	134.016
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>17.972.871</b>	-	<b>17.972.871</b>	<b>29.370.276</b>	-	<b>29.370.276</b>
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) O saldo considera os ajustes de 1º.01.2019 decorrentes da aplicação inicial do IFRS 16, conforme destacado na NE nº 3.6.4 destas Demonstrações Financeiras.

### 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 41, os saldos das Demonstrações de Resultado, de Fluxos de Caixa e de Valor Adicionado estão sendo reapresentados, para fins de comparabilidade, conforme quadro a seguir:

31.12.2019	Controladora			Consolidado		
	Apresentado	Ajustes	Reapresentado	Apresentado	Ajustes	Reapresentado
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>						
Receita operacional líquida	-	-	-	16.244.274	(375.029)	15.869.245
Custos operacionais	-	-	-	(11.760.176)	296.028	(11.464.148)
<b>Lucro operacional bruto</b>	-	-	-	<b>4.484.098</b>	<b>(79.001)</b>	<b>4.405.097</b>
Despesas com vendas	-	-	-	(207.059)	31.287	(175.772)
Despesas gerais e administrativas	(59.907)	-	(59.907)	(734.300)	23.011	(711.289)
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	1.244	-	1.244	(458.815)	136.309	(322.506)
Resultado da equivalência patrimonial	2.089.308	88.321	2.177.629	106.757	-	106.757
<b>Lucro antes do resultado financeiro e dos tributos</b>	<b>2.030.645</b>	<b>88.321</b>	<b>2.118.966</b>	<b>3.190.681</b>	<b>111.606</b>	<b>3.302.287</b>
Resultado Financeiro	(25.354)	-	(25.354)	(488.486)	33.122	(455.364)
<b>Lucro operacional</b>	<b>2.005.291</b>	<b>88.321</b>	<b>2.093.612</b>	<b>2.702.195</b>	<b>144.728</b>	<b>2.846.923</b>
Imposto de renda e contribuição social	(15.345)	-	(15.345)	(639.326)	(36.335)	(675.661)
<b>Lucro líquido do período - operações continuadas</b>	<b>1.989.946</b>	<b>88.321</b>	<b>2.078.267</b>	<b>2.062.869</b>	<b>108.393</b>	<b>2.171.262</b>
Resultado de operações descontinuadas	-	(88.321)	(88.321)	-	(108.393)	(108.393)
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>1.989.946</b>	-	<b>1.989.946</b>	<b>2.062.869</b>	-	<b>2.062.869</b>
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	-	-	-	1.989.946	-	1.989.946
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	72.923	-	72.923
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE</b>						
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos	-	-	-	-	-	-
<b>Resultado abrangente do período</b>	<b>1.989.946</b>	-	<b>1.989.946</b>	<b>2.062.869</b>	-	<b>2.062.869</b>
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	-	-	-	1.989.946	-	1.989.946
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	72.923	-	72.923
<b>DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA</b>						
<b>Fluxo de caixa das atividades operacionais</b>	<b>688.443</b>	-	<b>688.443</b>	<b>2.945.006</b>	-	<b>2.945.006</b>
Lucro líquido do período	1.989.946	-	1.989.946	2.062.869	-	2.062.869
Ajustes ao lucro	(2.084.256)	88.321	(1.995.935)	2.416.665	(419.093)	1.997.572
Variações de ativos e passivos	1.034.668	-	1.034.668	75.908	38.821	114.729
Impostos e encargos pagos	(251.915)	-	(251.915)	(1.610.436)	51.464	(1.558.972)
Resultado de operações descontinuadas	-	(88.321)	(88.321)	-	328.808	328.808
<b>Fluxo de caixa das atividades de investimento</b>	<b>(157.046)</b>	-	<b>(157.046)</b>	<b>(1.663.651)</b>	-	<b>(1.663.651)</b>
Aquisições de imobilizado e intangível	(556)	-	(556)	(548.162)	175.569	(372.593)
Outras atividades	(156.490)	-	(156.490)	(1.115.489)	-	(1.115.489)
Operações descontinuadas	-	-	-	-	(175.569)	(175.569)
<b>Fluxo de caixa das atividades de financiamento</b>	<b>(821.096)</b>	-	<b>(821.096)</b>	<b>(288.037)</b>	-	<b>(288.037)</b>
Ingressos de empréstimos e debêntures	500.000	-	500.000	3.761.324	(210.000)	3.551.324
Amortizações empréstimos, debêntures e arrendamentos	(969.041)	-	(969.041)	(3.668.940)	9.260	(3.659.680)
Outras atividades	(352.055)	-	(352.055)	(380.421)	-	(380.421)
Operações descontinuadas	-	-	-	-	200.740	200.740
<b>Total dos efeitos no caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>(289.699)</b>	-	<b>(289.699)</b>	<b>993.318</b>	-	<b>993.318</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO</b>						
<b>Valor Adicionado a Distribuir</b>	<b>2.263.964</b>	-	<b>2.263.964</b>	<b>14.103.829</b>	-	<b>14.103.829</b>
Receitas	9.978	-	9.978	25.421.880	(639.420)	24.782.460
( - ) Insumos adquiridos de terceiros	(44.168)	-	(44.168)	(11.227.077)	444.355	(10.782.722)
( - ) Depreciação e amortização	(1.953)	-	(1.953)	(1.093.836)	143.109	(950.727)
( + ) Valor adicionado transferido	2.300.107	88.321	2.388.428	1.002.862	(24.165)	978.697
Operações descontinuadas	-	(88.321)	(88.321)	-	76.121	76.121
<b>Distribuição do Valor Adicionado</b>	<b>2.263.964</b>	-	<b>2.263.964</b>	<b>14.103.829</b>	-	<b>14.103.829</b>
Pessoal	20.284	-	20.284	1.528.677	-	1.528.677
Governo	92.197	-	92.197	9.357.801	(128.575)	9.229.226
Terceiros	161.537	-	161.537	1.154.482	(55.939)	1.098.543
Acionistas	1.989.946	88.321	2.078.267	2.062.869	108.393	2.171.262
Operações descontinuadas	-	(88.321)	(88.321)	-	76.121	76.121

### 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 item 64 do CPC 41, estas Demonstrações Financeiras apresentam os valores do lucro líquido básico e diluído por ação e dos dividendos por ação do exercício de 2019 ajustados, considerando o novo número de ações, após o desdobramento.

O quadro demonstra os valores do lucro por ação apresentados nas Demonstrações Financeiras de 31.12.2019 e os valores que estão sendo reapresentados, equivalentes ao valor já divulgado dividido por 10:

31.12.2019	Controladora	
	Apresentado	Reapresentado
<b>Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da empresa controladora</b>		
Ações ordinárias	6,94344	0,69440
Ações preferenciais classe "A"	9,11525	0,85790
Ações preferenciais classe "B"	7,63812	0,76388
<b>Valor bruto dos dividendos por ação</b>		
Ações ordinárias	2,24235	0,22423
Ações preferenciais classe "A"	3,94657	0,39466
Ações preferenciais classe "B"	2,46692	0,24669

### 3.6.4 Adoção inicial do CPC 06 (R2) / IFRS 16 - Arrendamentos

Nas Demonstrações Financeiras de 31.12.2020 disponibilizadas em 17.03.2021 os valores apresentados no Balanço Patrimonial de 1º.01.2019 não consideraram os ajustes decorrentes da adoção inicial do CPC 06 (R2) / IFRS 16 - Arrendamentos. Portanto, nestas Demonstrações Financeiras os saldos do ativo e passivo de 1º.01.2019 estão sendo reapresentados, conforme quadro abaixo, sem efeitos nas demonstrações do resultado, demonstrações do resultado abrangente, demonstrações dos fluxos de caixa e demonstrações do valor adicionado. O ajuste também não tem impacto em cláusulas restritivas - *covenants* dos contratos de empréstimos e financiamentos e debêntures.

1º.01.2019	Controladora			Consolidado		
	Apresentado em 17.03.2021	Ajustes	Reapresentado em 05.05.2021	Apresentado em 17.03.2021	Ajustes	Reapresentado em 05.05.2021
<b>BALANÇO PATRIMONIAL</b>						
<b>ATIVO</b>	<b>19.142.806</b>	<b>385</b>	<b>19.143.191</b>	<b>35.930.100</b>	<b>118.022</b>	<b>36.048.122</b>
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>	<b>1.170.320</b>	<b>-</b>	<b>1.170.320</b>	<b>6.677.846</b>	<b>-</b>	<b>6.677.846</b>
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>17.972.486</b>	<b>385</b>	<b>17.972.871</b>	<b>29.252.254</b>	<b>118.022</b>	<b>29.370.276</b>
Direito de uso de ativos	-	385	385	-	118.022	118.022
<b>PASSIVO</b>	<b>19.142.806</b>	<b>385</b>	<b>19.143.191</b>	<b>35.930.100</b>	<b>118.022</b>	<b>36.048.122</b>
<b>PASSIVO CIRCULANTE</b>	<b>1.435.888</b>	<b>136</b>	<b>1.436.024</b>	<b>6.695.114</b>	<b>27.956</b>	<b>6.723.070</b>
Passivo de arrendamentos	-	136	136	-	27.956	27.956
<b>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>1.673.993</b>	<b>249</b>	<b>1.674.242</b>	<b>12.898.772</b>	<b>90.066</b>	<b>12.988.838</b>
Passivo de arrendamentos	-	249	249	-	90.066	90.066
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>16.032.925</b>	<b>-</b>	<b>16.032.925</b>	<b>16.336.214</b>	<b>-</b>	<b>16.336.214</b>

## 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 Controladora.

#### 4.1.2 Controladas

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

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

Os saldos de ativos, passivos e resultados das controladas são consolidados linha a linha e os saldos decorrentes das transações entre as empresas consolidadas são eliminados. 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 Controladora. Os lucros, os prejuízos e os outros resultados abrangentes também são atribuídos separadamente dos atribuídos aos acionistas da Controladora, ainda que isso resulte em que as participações de acionistas não controladores tenham saldo deficitário.

#### 4.1.4 Empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

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

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

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

#### 4.1.5 Operações em conjunto (consórcios)

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

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

#### 4.1.6 Combinação de negócios

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

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

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

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

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

### **4.2 Instrumentos financeiros**

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

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

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

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

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

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

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

#### 4.2.2 Ativos financeiros mensurados pelo custo amortizado

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

#### 4.2.3 Passivos financeiros mensurados pelo custo amortizado

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

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

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

#### 4.2.5 Baixas de ativos e passivos financeiros

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

#### **4.4.4 Concessão de 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.

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).

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.

## **Rede Básica do Sistema Existente – RBSE**

Os saldos dos ativos RBSE são compostos por uma componente econômica, referente ao custo de capital dos ativos não depreciados em julho de 2017 e uma componente 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 / CPC 48 para a mensuração de perdas de crédito esperadas para toda existência dos ativos financeiros que não possuem componentes de financiamento significativos, considerando uma estimativa para perdas esperadas para todas as contas a receber de clientes, agrupadas com base nas características compartilhadas de risco de crédito, situação de vínculo, 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.

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 e de 2019 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.

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

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza gerada pelas empresas assim como sua distribuição durante determinado período. É apresentada, conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas demonstrações financeiras individuais e como informação suplementar às demonstrações financeiras consolidadas, pois não é demonstração prevista ou obrigatória conforme as IFRS.

#### **4.19 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) CPC 00 (R2) Estrutura conceitual para relatório financeiro (*Conceptual framework*);
- (ii) Revisão anual do CPC nº 14/2019: alterações nos pronunciamentos decorrentes da revisão do CPC 00, alteração na definição de negócios no CPC 15 (R1) / IFRS 3 e alteração da definição de materialidade no CPC 26 (IAS 1) e no CPC 23 (IAS 8).
- (iii) Revisão anual do CPC nº 15/2020: alterações nos Pronunciamentos Técnicos CPC 38, CPC 40 (R1) e CPC 48, em decorrência da “reforma da taxa de juros de referência”;
- (iv) Revisão anual do CPC nº 16/2020: alterações no Pronunciamento Técnico 06 (R2), referentes a benefícios relacionados à Covid-19 concedidos para arrendatários em contratos de arrendamento.

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

A partir do exercício de 2021, estarão vigentes as alterações nos seguintes pronunciamentos:

- (i) Revisão anual do CPC nº 17/2020 com alteração nos pronunciamentos: CPC 06 (R2) / IFRS 16, CPC 11 / IFRS 4, CPC 38 / IAS 39, CPC 40 (R1) / IFRS 7 e CPC 48 / IFRS 9 em decorrência da definição do termo “Reforma da Taxa de Juros de Referência – Fase 2”;
- (ii) CPC 25 / IAS 37: especificação sobre custos para cumprir contrato oneroso;
- (iii) CPC 15 / IFRS 3: atualização da norma, tendo em vista as modificações da Estrutura Conceitual;
- (iv) CPC 27 / IAS 16: definições sobre recursos antes do uso pretendido;
- (v) Melhorias anuais ao ciclo de IFRSs 2018–2020 com alteração nos pronunciamentos: CPC 37 / IFRS 1 - Adoção Inicial das Normas Internacionais de Contabilidade; CPC 48 / IFRS 9 - Instrumentos Financeiros; CPC 06 / IFRS 16 - Arrendamentos; CPC 29 / IAS 41 - Agricultura;
- (vi) Alterações no CPC 26 / IAS 1: classificação de passivos como circulantes ou não circulantes;
- (vii) CPC 50 / IFRS 17: novo pronunciamento para contratos de seguros, em substituição ao CPC 11 / IFRS 4.

A Companhia não tem expectativa de impactos significativos nas demonstrações contábeis decorrentes destas alterações de normas.

## 5 Caixa e Equivalentes de Caixa

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Caixa e bancos conta movimento	339	196	228.711	263.188
Aplicações financeiras de liquidez imediata	42.361	25.108	2.994.057	2.678.539
	<b>42.700</b>	<b>25.304</b>	<b>3.222.768</b>	<b>2.941.727</b>

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

As aplicações financeiras da Companhia e de suas controladas referem-se a Certificados de Depósitos Bancários - CDBs e a operações compromissadas, que se caracterizam pela venda de título com o compromisso, por parte do vendedor (Banco) de recomprá-lo, e do comprador, de revendê-lo no futuro. As aplicações são remuneradas entre 85,0% e 101,5% da taxa de variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

## 6 Títulos e Valores Mobiliários

A Companhia e suas controladas possuem títulos e valores mobiliários que rendem taxas de juros variáveis. O prazo desses títulos varia de 4 a 51 meses a partir do final do período de relatório.

Categoria	Indexador	Controladora		Consolidado	
		31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Cotas de fundos de investimentos (a)	CDI	90	90	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
		<b>90</b>	<b>90</b>	<b>300.530</b>	<b>282.081</b>
	<b>Circulante</b>	<b>90</b>	<b>90</b>	<b>1.465</b>	<b>3.112</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>299.065</b>	<b>278.969</b>

Certificado de Depósito Interbancário - CDI

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

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

## 7 Clientes

Consolidado	Saldos vencidos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo 31.12.2020	Saldo 31.12.2019
<b>Consumidores</b>					
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
	<b>2.087.435</b>	<b>356.605</b>	<b>299.468</b>	<b>2.743.508</b>	<b>2.498.744</b>
<b>Concessionárias, permissionárias e comercializadoras</b>					
Contratos bilaterais	590.319	16	-	590.335	191.463
Contratos regulados	162.290	1.792	6.869	170.951	159.492
CCEE (7.2)	208.336	-	119.665	328.001	315.712
<b>Suprimento de energia elétrica</b>	<b>960.945</b>	<b>1.808</b>	<b>126.534</b>	<b>1.089.287</b>	<b>666.667</b>
<b>Encargos de uso da rede elétrica</b>	<b>271.008</b>	<b>1.396</b>	<b>9.104</b>	<b>281.508</b>	<b>215.582</b>
<b>Telecomunicações</b>	-	-	-	-	<b>67.304</b>
<b>Distribuição de gás</b>	<b>56.862</b>	<b>1.342</b>	<b>12.724</b>	<b>70.928</b>	<b>111.026</b>
<b>(-) Perdas de créditos esperadas (7.3)</b>	<b>(7.610)</b>	<b>(11.964)</b>	<b>(345.977)</b>	<b>(365.551)</b>	<b>(376.756)</b>
	<b>3.368.640</b>	<b>349.187</b>	<b>101.853</b>	<b>3.819.680</b>	<b>3.182.567</b>
<b>Circulante</b>				<b>3.768.242</b>	<b>3.120.168</b>
<b>Não circulante</b>				<b>51.438</b>	<b>62.399</b>

### 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.

Adicionalmente, em decorrência de caso fortuito e força maior, a UHE Colíder 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.

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 Déficits de Energia Nova - MCS-D-EN; e
- de janeiro a março de 2019, os contratos firmados em ambiente regulado passaram a estar vigentes novamente, no entanto a entrega de energia continuou suspensa, tendo em vista a liminar judicial obtida. A partir de 09.03.2019 a usina iniciou a produção comercial de sua primeira unidade geradora.

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.

Do montante apurado pela CCEE, para a parcela controversa decorrente dos efeitos da liminar pelo excludente de responsabilidade da UHE Colíder, há constituição de perdas de crédito esperadas conforme demonstrado na NE nº 7.3.

### 7.3 Perdas de créditos esperadas

Consolidado	Saldo em 1º.01.2019	Adições / (reversões)	Perdas	Saldo em 31.12.2019	Adições / (reversões)	Perdas	Reclassificação (a)	Saldo em 31.12.2020
<b>Consumidores</b>								
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)
	<b>186.258</b>	<b>136.514</b>	<b>(103.783)</b>	<b>218.989</b>	<b>123.657</b>	<b>(129.550)</b>	-	<b>213.096</b>
<b>Concessionárias, permissionárias e comercializadoras</b>								
CCEE (7.2)	119.665	-	-	119.665	-	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	9.474	11.608	(657)	20.425	392	(284)	-	20.533
	<b>129.139</b>	<b>11.608</b>	<b>(657)</b>	<b>140.090</b>	<b>392</b>	<b>(284)</b>	-	<b>140.198</b>
<b>Telecomunicações</b>	<b>3.879</b>	<b>13.292</b>	<b>(12.022)</b>	<b>5.149</b>	<b>3.609</b>	<b>(6.260)</b>	<b>(2.498)</b>	-
<b>Distribuição de gás</b>	<b>12.112</b>	<b>1.063</b>	<b>(647)</b>	<b>12.528</b>	<b>238</b>	<b>(509)</b>	-	<b>12.257</b>
	<b>331.388</b>	<b>162.477</b>	<b>(117.109)</b>	<b>376.756</b>	<b>127.896</b>	<b>(136.603)</b>	<b>(2.498)</b>	<b>365.551</b>

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 41).

## 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 Muta  o do CRC

Saldo em 1�.01.2019	Juros	Varia��o monet��ria	Recebimentos	Saldo em 31.12.2019	Juros	Varia��o monet��ria	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			
N�o 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
	<b>1.104.835</b>

## 9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos

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

Consolidado	31.12.2020		31.12.2019	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
<b>Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2019</b>				
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)	-
	-	-	<b>237.150</b>	-
<b>Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2020</b>				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	-	-	15.298	15.298
Energia elétrica para revenda - Itaipu	-	-	225.340	225.340
Transporte de energia pela rede básica	-	-	30.126	30.126
Transporte de energia de Itaipu	-	-	7.227	7.227
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	-	-	(52.336)	(52.336)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	27.103	27.103
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)
	-	-	<b>118.420</b>	<b>118.419</b>
<b>Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2021</b>				
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	-	-
	<b>173.465</b>	<b>173.465</b>	-	-
	<b>173.465</b>	<b>173.465</b>	<b>355.570</b>	<b>118.419</b>

Consolidado	31.12.2020		31.12.2019	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
<b>Passivos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2020</b>				
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	-	-	-
	<b>(188.709)</b>	-	-	-
<b>Passivos financeiros setoriais - revisão tarifária 2021</b>				
Componentes financeiros				
Devoluções tarifárias	-	-	-	(102.284)
	-	-	-	<b>(102.284)</b>
	<b>(188.709)</b>	-	-	<b>(102.284)</b>

## 9.2 Mutação dos ativos e passivos financeiros setoriais líquidos

Consolidado	Saldo em 31.12.2019	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.



Consolidado	Saldo em 31.12.2018	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Saldo em 31.12.2019
		Constituição	Amortização	Atualização		
<b>Parcela A</b>						
Energia elétrica comprada para revenda - Itaipu	886.243	533.057	(670.501)	44.528	-	793.327
Energia elétrica comprada p/ 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
<b>Outros componentes financeiros</b>						
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 III	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)
	<b>582.288</b>	<b>515.934</b>	<b>(490.877)</b>	<b>41.625</b>	<b>(277.265)</b>	<b>371.705</b>
<b>Ativo circulante</b>	<b>421.184</b>					<b>355.570</b>
<b>Ativo não circulante</b>	<b>257.635</b>					<b>118.419</b>
<b>Passivo não circulante</b>	<b>(96.531)</b>					<b>(102.284)</b>

## 10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

Consolidado	31.12.2020	Reapresentado	Reapresentado
		31.12.2019	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
	<b>1.902.340</b>	<b>1.878.369</b>	<b>1.796.865</b>
<b>Circulante</b>	<b>4.515</b>	<b>4.545</b>	<b>4.180</b>
<b>Não circulante</b>	<b>1.897.825</b>	<b>1.873.824</b>	<b>1.792.685</b>

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

<b>Em 1º.01.2019</b>	<b>783.023</b>
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	28.987
Transferências de investimento	348
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(1.578)
Reconhecimento do valor justo	26.231
Incorporações	(75)
Baixas	(118)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>836.818</b>
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	86.154
Transferências para o intangível (NE nº 19.1)	(99)
Transferências para outros créditos (bens destinados a alienação)	(7.428)
Reconhecimento do valor justo	45.187
Baixas	(114)
<b>Em 31.12.2020</b>	<b>960.518</b>

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

## 10.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

<b>Em 1º.01.2019</b>	<b>322.259</b>
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.2)	16.574
Transferência para o ativo intangível (NE nº 19.3)	(24.835)
Reconhecimento do valor justo	10.415
Baixas	(28)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>324.385</b>
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.2)	7.390
Transferência para o ativo intangível (NE nº 19.3)	(154.483)
Reconhecimento do valor justo	12.154
Baixas	(30)
<b>Em 31.12.2020</b>	<b>189.416</b>

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

<b>Em 1º.01.2019</b>	<b>625.772</b>
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(69.192)
Juros efetivos (NE nº 32.1)	91.404
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>647.984</b>
Transferências para suprimento de energia elétrica - clientes	(71.087)
Juros efetivos (NE nº 32.1)	94.307
<b>Em 31.12.2020</b>	<b>671.204</b>

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

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

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

## 10.4 Contrato de concessão de geração de energia elétrica

<b>Em 1º.01.2019</b>	<b>65.811</b>
Remuneração pela remensuração do fluxo de caixa	426
Reversão de <i>impairment</i> (NE nº 33.4)	2.945
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>69.182</b>
Remuneração	1.518
Reversão de <i>impairment</i> (NE nº 33.4)	10.502
<b>Em 31.12.2020</b>	<b>81.202</b>

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

Consolidado		Reapresentado	Reapresentado
	31.12.2020	31.12.2019	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
	<b>5.492.797</b>	<b>4.790.653</b>	<b>4.187.056</b>
<b>Circulante</b>	<b>285.682</b>	<b>161.740</b>	<b>134.016</b>
<b>Não circulante</b>	<b>5.207.115</b>	<b>4.628.913</b>	<b>4.053.040</b>

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

Consolidado	Ativo	Obrigações especiais	Total
<b>Em 1º.01.2019</b>	<b>664.755</b>	<b>(24.255)</b>	<b>640.500</b>
Aquisições	1.021.644	-	1.021.644
Participação financeira do consumidor	-	(104.067)	(104.067)
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	1.823	-	1.823
Transferências para o intangível (NE nº 19.1)	(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)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>875.354</b>	<b>(31.070)</b>	<b>844.284</b>
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 19.1)	(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)
<b>Em 31.12.2020</b>	<b>1.144.780</b>	<b>(29.819)</b>	<b>1.114.961</b>

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).

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

<b>Em 1º.01.2019</b>	<b>25.718</b>
Aquisições	17.590
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.2)	(16.574)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>26.734</b>
Aquisições	15.187
Transferências para o intangível (NE nº 19.3)	(7.277)
Transferências para contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.2)	(7.390)
<b>Em 31.12.2020</b>	<b>27.254</b>

### 11.3 Contratos de concessão de transmissão

	Ativo concessões	Ativo RBSE	Total Reapresentado
<b>Em 1º.01.2019</b>	<b>2.166.757</b>	<b>1.354.081</b>	<b>3.520.838</b>
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
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>2.601.929</b>	<b>1.317.706</b>	<b>3.919.635</b>
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)
<b>Em 31.12.2020</b>	<b>3.007.234</b>	<b>1.343.348</b>	<b>4.350.582</b>

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 totalizou o montante de R\$ 122.027, registrado na receita operacional de 2020.

### 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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 36.2.12)	-	-	689.531	460.635
Serviços em curso (a)	7.444	7.444	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)	2	282	36.609	24.073
Adiantamento a empregados	664	463	17.785	20.427
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (NE nº 36.2.3 - b)	-	-	23.308	-
Alienações e desativações em curso	17	-	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	341	323	92.583	69.103
	<b>8.468</b>	<b>8.512</b>	<b>1.359.645</b>	<b>1.088.624</b>
<b>Circulante</b>	<b>1.025</b>	<b>1.068</b>	<b>514.185</b>	<b>426.865</b>
<b>Não circulante</b>	<b>7.443</b>	<b>7.444</b>	<b>845.460</b>	<b>661.759</b>

CCRBT - Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias

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

(b) Adiantamento previsto em cláusula contratual.

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

Refere-se à aquisição de volumes de gás contratados e garantidos, superiores àqueles efetivamente retirados e utilizados, para os quais 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

Controladora	Saldo em 1º.01.2019	Reconhecido no resultado	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2019	Reconhecido no resultado	Reconhecido no resultado abrangente	Saldo em 31.12.2020
<b>Ativo não circulante</b>							
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	-	-	-	-	132.354	-	132.354
Provisões para litígios	100.123	4.315	-	104.438	6.755	-	111.193
Perdas de créditos esperadas	49.443	-	-	49.443	-	-	49.443
Amortização do direito de concessão	20.063	381	-	20.444	(15.974)	-	4.470
Provisão Finam	3.455	-	-	3.455	-	-	3.455
Benefícios pós-emprego	1.682	167	1.146	2.995	189	265	3.449
Outros	1.731	1.043	-	2.774	1.746	-	4.520
	<b>176.497</b>	<b>5.906</b>	<b>1.146</b>	<b>183.549</b>	<b>125.070</b>	<b>265</b>	<b>308.884</b>
<b>(-) Passivo não circulante</b>							
Atualização de depósitos judiciais	22.259	(1.398)	-	20.861	759	-	21.620
Custo de transação sobre empréstimos e debêntures	4.341	(1.341)	-	3.000	(1.627)	-	1.373
Instrumentos financeiros	2.529	2.795	-	5.324	(1.565)	-	3.759
	<b>29.129</b>	<b>56</b>	<b>-</b>	<b>29.185</b>	<b>(2.433)</b>	<b>-</b>	<b>26.752</b>
<b>Líquido</b>	<b>147.368</b>	<b>5.850</b>	<b>1.146</b>	<b>154.364</b>	<b>127.503</b>	<b>265</b>	<b>282.132</b>

Consolidado	Saldo em 1º.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
<b>Ativo não circulante</b>									
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
	<b>2.047.358</b>	<b>(48.702)</b>	<b>6.237</b>	<b>63.444</b>	<b>2.068.337</b>	<b>189.724</b>	<b>(81.971)</b>	<b>92.190</b>	<b>2.268.280</b>
<b>(-) Passivo não circulante</b>									
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
	<b>1.197.717</b>	<b>153.446</b>	<b>(1.026)</b>	<b>-</b>	<b>1.350.137</b>	<b>214.620</b>	<b>(3.243)</b>	<b>-</b>	<b>1.561.514</b>
<b>Líquido</b>	<b>849.641</b>	<b>(202.148)</b>	<b>7.263</b>	<b>63.444</b>	<b>718.200</b>	<b>(24.896)</b>	<b>(78.728)</b>	<b>92.190</b>	<b>706.766</b>
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 41).

### 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:

	Controladora		Consolidado	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
2021	166.918	(985)	649.462	(108.316)
2022	345	(386)	223.243	(94.626)
2023	345	-	117.380	(110.243)
2024	345	-	80.174	(121.232)
2025	345	-	80.408	(92.592)
2026 a 2028	1.035	-	179.810	(257.513)
2029 a 2030	139.551	(25.381)	937.803	(776.992)
	<b>308.884</b>	<b>(26.752)</b>	<b>2.268.280</b>	<b>(1.561.514)</b>

#### 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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
<b>Ativo circulante</b>				
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
	-	-	<b>1.565.323</b>	<b>205.060</b>
<b>Ativo não circulante</b>				
ICMS a recuperar	-	-	84.376	74.568
PIS/Pasep e Cofins a compensar (13.2.1)	88.318	87.583	4.421.403	213.667
Outros tributos a compensar	13	14	33.719	33.776
	<b>88.331</b>	<b>87.597</b>	<b>4.539.498</b>	<b>322.011</b>
<b>Passivo circulante</b>				
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	952	120	15.822	11.029
	<b>952</b>	<b>120</b>	<b>490.608</b>	<b>501.068</b>
<b>Passivo não circulante</b>				
INSS a recolher - liminar sobre depósito judicial	2.978	2.817	209.145	209.747
Programa Especial de Regularização Tributária - Pert	-	-	408.738	447.897
Outros tributos	-	-	4.600	4.470
	<b>2.978</b>	<b>2.817</b>	<b>622.483</b>	<b>662.114</b>

#### 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 pagos à partir dos cinco anos anteriores ao ajuizamento do mandado de segurança.

Considerando a decisão favorável, a Copel DIS reconheceu o crédito tributário atualizado no ativo, 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 base na opinião de seus assessores legais, a Companhia registrou 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 30.2. 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:

	31.12.2020
Crédito tributário - principal	3.620.118
Crédito tributário - atualização monetária	2.035.636
<b>Efeito no ativo</b>	<b>5.655.754</b>
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)
<b>Efeito no passivo</b>	<b>(4.497.380)</b>
<b>EFETO NO BALANÇO PATRIMONIAL</b>	<b>1.158.374</b>
Receita operacional líquida	810.563
Receita financeira, líquida de pis e cofins	944.549
Imposto de renda e contribuição social	(596.738)
<b>EFETO NA DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>	<b>1.158.374</b>

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:

<b>PIS/Pasep e Cofins a restituir para consumidores</b>	31.12.2020
Apuração até fevereiro de 2020	3.805.985
Apuração de março a junho de 2020	121.838
	<b>3.927.823</b>
<b>Circulante</b>	<b>121.838</b>
<b>Não circulante</b>	<b>3.805.985</b>

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 foi recuperada 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.

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	Reapresentado 31.12.2019	31.12.2020	Reapresentado 31.12.2019
<b>Lucro antes do IRPJ e CSLL</b>	<b>3.696.478</b>	<b>2.093.612</b>	<b>5.119.537</b>	<b>2.846.923</b>
<b>IRPJ e CSLL (34%)</b>	<b>(1.256.803)</b>	<b>(711.828)</b>	<b>(1.740.643)</b>	<b>(967.954)</b>
<b>Efeitos fiscais sobre:</b>				
Equivalência patrimonial	1.105.456	477.593	65.806	36.297
Juros sobre o capital próprio	274.550	218.620	276.808	222.848
Dividendos	243	192	243	192
Despesas indedutíveis	(3.457)	(107)	(17.133)	(15.274)
Incentivos fiscais	-	161	28.572	17.804
Prejuízo fiscal e base negativa da CSLL não constituídos	-	-	(39.421)	(48.892)
Diferença entre bases de cálculo do lucro real e presumido	-	-	121.242	72.175
Outros	7.514	24	19.161	7.143
<b>IRPJ e CSLL correntes</b>	<b>-</b>	<b>(21.195)</b>	<b>(1.260.469)</b>	<b>(416.687)</b>
<b>IRPJ e CSLL diferidos</b>	<b>127.503</b>	<b>5.850</b>	<b>(24.896)</b>	<b>(258.974)</b>
Alíquota efetiva - %	-3,4%	0,7%	25,1%	23,7%

## 14 Despesas Antecipadas

Consolidado	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
	<b>37.031</b>	<b>33.695</b>
	<b>Circulante</b>	<b>36.987</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>44</b>
		<b>33.563</b>
		<b>132</b>

### 14.1 Repactuação do Risco Hidrológico (GSF)

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

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

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

A composição dos registros em 31.12.2020 está apresentada a seguir:

Consolidado	Saldo em 1º.01.2019	Amor-tização	Transfe-rências	Saldo em 31.12.2019	Amor-tização	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
	<b>51.281</b>	<b>(16.434)</b>	<b>-</b>	<b>34.847</b>	<b>(10.219)</b>	<b>24.628</b>
<b>Prêmio de risco a amortizar - despesa antecipada</b>	<b>12.574</b>			<b>3.180</b>		<b>-</b>
<b>Extensão de prazo da outorga - intangível</b>	<b>38.707</b>			<b>31.667</b>		<b>24.628</b>

## 15 Partes Relacionadas

	31.12.2020	Controladora 31.12.2019
<b>Ativo circulante</b>		
<b>Controladas</b>		
UEG Araucária - mútuo (15.2)	33.572	-
Compartilhamento de estrutura	6.726	6.039
<b>Ativo não circulante</b>		
<b>Controladas</b>		
Copel DIS (15.1)	140.337	108.983
<b>Passivo circulante</b>		
<b>Controladas</b>		
Copel CTE - mútuo (15.3)	282.817	-
Compartilhamento de estrutura	833	696
<b>Passivo não circulante</b>		
<b>Controladas</b>		
Adiantamento - Elejor	5.851	145

### 15.1 Copel DIS - Financiamento repassado - STN

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

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

### 15.2 UEGA - Contrato de Mútuo

Em 20.02.2020, foi assinado contrato de mútuo entre a Companhia Paranaense de Energia - Copel e a Copel Geração e Transmissão S.A. (mutuantes) e UEG Araucária Ltda - UEGA (mutuária), com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios de 119% do CDI, a fim de proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios da empresa. O valor limite aprovado, de R\$ 40.000, foi totalmente utilizado. Em virtude do termo aditivo de 20.12.2020 houve a prorrogação da vigência do contrato de mútuo para 31.12.2021 e a Copel GeT retirou sua participação. O valor da despesa financeira no exercício findo em 31.12.2020 foi de R\$ 530.

### 15.3 Copel Telecomunicações - Contrato de Mútuo

Em 19.06.2020, foi assinado contrato de mútuo entre a Copel Telecomunicações S.A. (mutuante) e Companhia Paranaense de Energia – Copel (mutuária), com aprovação de limites acrescidos de IOF e juros remuneratórios de 120% do CDI, a fim de proporcionar recursos para o financiamento das atividades e negócios da empresa e vigência até 30.06.2021. O valor da despesa financeira no exercício findo de 31.12.2020 foi de R\$ 3.349.

## 16 Depósitos Judiciais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
<b>Fiscais</b>	<b>125.227</b>	<b>122.422</b>	<b>346.659</b>	<b>351.402</b>
<b>Trabalhistas</b>	<b>440</b>	<b>175</b>	<b>72.263</b>	<b>85.187</b>
<b>Cíveis</b>				
Cíveis	-	-	57.006	53.260
Servidões de passagem	-	-	7.156	5.076
Consumidores	-	-	3.479	1.897
	-	-	<b>67.641</b>	<b>60.233</b>
<b>Outros</b>	<b>71</b>	<b>1.622</b>	<b>183</b>	<b>7.368</b>
	<b>125.738</b>	<b>124.219</b>	<b>486.746</b>	<b>504.190</b>

## 17 Investimentos

### 17.1 Mutação dos investimentos

Controladora	Saldo em 1º.01.2020	Equivalência patrimonial	Ajustes de avaliação patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redução de capital	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Reclassifi- cação (a)	Saldo em 31.12.2020
<b>Controladas</b>									
Copel GeT	9.749.705	1.649.576	(75.089)	-	-	-	(591.458)	-	10.732.734
Copel DIS	6.012.246	1.854.181	(106.700)	-	-	-	(546.812)	-	7.212.915
Copel TEL	710.128	14.588	3.083	30.000	-	-	-	-	757.799
Copel TEL - Reclassificação (a)	-	-	-	-	-	-	-	(758.742)	(758.742)
Copel SER	29.175	207	4	-	-	-	-	-	29.386
Copel Energia	243.123	111.937	484	31.181	-	-	(29.803)	-	356.922
UEG Araucária (17.2)	64.094	(15.697)	(42)	-	-	-	-	-	48.355
Compagás (17.2)	284.747	30.079	(175)	-	-	-	(62.170)	-	252.481
Elejor (17.2)	30.002	(20.559)	-	-	-	-	-	-	9.443
Elejor - direito de concessão	12.254	-	-	-	-	(755)	-	-	11.499
	<b>17.135.474</b>	<b>3.624.312</b>	<b>(178.435)</b>	<b>61.181</b>	-	<b>(755)</b>	<b>(1.230.243)</b>	<b>(758.742)</b>	<b>18.652.792</b>
<b>Empreendimentos controlados em conjunto</b>									
Voltaia São Miguel do Gostoso I (17.3)	110.099	(2.378)	-	-	-	-	-	-	107.721
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	10.038	-	-	-	-	(367)	-	-	9.671
Solar Paraná	-	(115)	-	6.946	-	-	-	-	6.831
	<b>120.137</b>	<b>(2.493)</b>	-	<b>6.946</b>	-	<b>(367)</b>	-	-	<b>124.223</b>
<b>Coligadas</b>									
Dona Francisca Energética (17.4)	28.423	9.674	-	-	-	-	(9.950)	-	28.147
Outras	2.186	(18)	-	-	(228)	-	-	-	1.940
	<b>30.609</b>	<b>9.656</b>	-	-	<b>(228)</b>	-	<b>(9.950)</b>	-	<b>30.087</b>
	<b>17.286.220</b>	<b>3.631.475</b>	<b>(178.435)</b>	<b>68.127</b>	<b>(228)</b>	<b>(1.122)</b>	<b>(1.240.193)</b>	<b>(758.742)</b>	<b>18.807.102</b>

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 41).

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

<b>Consolidado</b>	<b>Saldo em 1º.01.2020</b>	<b>Equivalência patrimonial</b>	<b>Aporte e/ou Afac</b>	<b>Redução de capital</b>	<b>Amorti- zação</b>	<b>Dividendos e JSCP</b>	<b>Outros (a)</b>	<b>Saldo em 31.12.2020</b>
<b>Empreendimentos controlados em conjunto (17.3)</b>								
Voltalia São Miguel do Gostoso I	110.099	(2.378)	-	-	-	-	-	107.721
Voltalia 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
Matrinchã	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
	<b>2.471.367</b>	<b>174.355</b>	<b>72.439</b>	-	<b>(367)</b>	<b>(29.158)</b>	-	<b>2.688.636</b>
<b>Coligadas</b>								
Dona Francisca Energética (17.4)	28.423	9.674	-	-	-	(9.950)	-	28.147
Foz do Chopim Energética (17.4)	12.175	9.629	-	-	-	(11.818)	-	9.986
Dominó Holdings	246	(93)	-	-	-	-	(153)	-
Outras	10.155	(18)	-	(228)	-	-	(7.969)	1.940
	<b>50.999</b>	<b>19.192</b>	-	<b>(228)</b>	-	<b>(21.768)</b>	<b>(8.122)</b>	<b>40.073</b>
<b>Propriedades para investimento</b>	<b>813</b>	-	-	-	<b>(5)</b>	-	-	<b>808</b>
	<b>2.523.179</b>	<b>193.547</b>	<b>72.439</b>	<b>(228)</b>	<b>(372)</b>	<b>(50.926)</b>	<b>(8.122)</b>	<b>2.729.517</b>

(a) R\$ 7.969 de impairment da Estação Osasco Desenvolvimento Imobiliário S.A., coligada da UEG Araucária, e R\$ 153 de liquidação da Dominó.

<b>Consolidado</b>	<b>Saldo em 1º.01.2019</b>	<b>Equivalência patrimonial</b>	<b>Aporte e/ou Afac</b>	<b>Redução de capital</b>	<b>Amorti- zação</b>	<b>Dividendos e JSCP</b>	<b>Transfe- rências</b>	<b>Saldo em 31.12.2019</b>
<b>Empreendimentos controlados em conjunto (17.3)</b>								
Voltalia São Miguel do Gostoso I	110.568	(3.409)	2.940	-	-	-	-	110.099
Voltalia 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
Paranaíba	160.584	16.375	-	-	-	(2.986)	-	173.973
Mata de Santa Genebra	484.262	(41.716)	130.811	-	-	-	-	573.357
Cantareira	317.523	28.031	-	-	-	(7.286)	-	338.268
	<b>2.317.822</b>	<b>82.343</b>	<b>133.751</b>	<b>(34.300)</b>	<b>(367)</b>	<b>(27.882)</b>	-	<b>2.471.367</b>
<b>Coligadas</b>								
Dona Francisca Energética (17.4)	29.144	9.853	-	-	-	(10.574)	-	28.423
Foz do Chopim Energética (17.4)	8.227	13.924	-	-	-	(9.976)	-	12.175
Dominó Holdings	2.442	(280)	-	(735)	-	(1.181)	-	246
Outras	9.115	917	123	-	-	-	-	10.155
	<b>48.928</b>	<b>24.414</b>	<b>123</b>	<b>(735)</b>	-	<b>(21.731)</b>	-	<b>50.999</b>
<b>Propriedades para investimento</b>	<b>1.342</b>	-	-	-	<b>(5)</b>	-	<b>(524)</b>	<b>813</b>
<b>Adiantamento para aquisição de investimento</b>	<b>142</b>	-	<b>133.597</b>	-	-	-	<b>(133.739)</b>	-
	<b>2.368.234</b>	<b>106.757</b>	<b>267.471</b>	<b>(35.035)</b>	<b>(372)</b>	<b>(49.613)</b>	<b>(134.263)</b>	<b>2.523.179</b>

## 17.2 Controladas com participação de não controladores

### 17.2.1 Informações financeiras resumidas

	Compagás		Elejor		UEG Araucária	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
<b>ATIVO</b>	<b>749.434</b>	<b>904.993</b>	<b>705.233</b>	<b>625.154</b>	<b>554.079</b>	<b>421.533</b>
Ativo circulante	245.028	313.896	165.150	80.079	392.775	80.788
Ativo não circulante	504.406	591.097	540.083	545.075	161.304	340.745
<b>PASSIVO</b>	<b>749.434</b>	<b>904.993</b>	<b>705.233</b>	<b>625.154</b>	<b>554.079</b>	<b>421.533</b>
Passivo circulante	173.144	236.190	95.465	85.647	309.265	91.066
Passivo não circulante	81.230	110.475	596.278	496.648	6.603	14.727
Patrimônio líquido	495.060	558.328	13.490	42.859	238.211	315.740
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>						
Receita operacional líquida	535.206	866.884	194.849	218.421	589.909	52.216
Custos e despesas operacionais	(452.495)	(662.306)	(67.323)	(86.237)	(647.516)	(131.596)
Resultado financeiro	(764)	43.186	(172.049)	(92.728)	203	832
Equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	916
Tributos	(22.967)	(74.791)	15.154	(13.331)	(19.920)	(22.703)
<b>Lucro (prejuízo) do exercício</b>	<b>58.980</b>	<b>172.973</b>	<b>(29.369)</b>	<b>26.125</b>	<b>(77.324)</b>	<b>(100.335)</b>
Outros resultados abrangentes	(343)	(1.277)	-	-	(205)	132
<b>Resultado abrangente do período</b>	<b>58.637</b>	<b>171.696</b>	<b>(29.369)</b>	<b>26.125</b>	<b>(77.529)</b>	<b>(100.203)</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA</b>						
Fluxo de caixa das atividades operacionais	101.708	54.760	22.097	51.839	23.491	(57.585)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(17.120)	(17.531)	(208)	(314)	1.317	(1.945)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(115.625)	14.312	(8.151)	(56.533)	32.879	45.133
<b>TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>	<b>(31.037)</b>	<b>51.541</b>	<b>13.738</b>	<b>(5.008)</b>	<b>57.687</b>	<b>(14.397)</b>
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	141.696	90.155	37.878	42.886	7.119	21.516
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	110.659	141.696	51.616	37.878	64.806	7.119
<b>VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA</b>	<b>(31.037)</b>	<b>51.541</b>	<b>13.738</b>	<b>(5.008)</b>	<b>57.687</b>	<b>(14.397)</b>

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 27.

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

	Compagás 49%	Elejor 30%	UEG Araucária 18,8%	Consolidado
<b>Participação no capital social</b>				
<b>Em 1º.01.2019</b>	<b>212.962</b>	<b>16.193</b>	<b>74.134</b>	<b>303.289</b>
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	84.758	7.838	(19.673)	72.923
Outros resultados abrangentes	(626)	-	25	(601)
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
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>273.580</b>	<b>12.858</b>	<b>59.360</b>	<b>345.798</b>
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)
<b>Em 31.12.2020</b>	<b>242.578</b>	<b>4.046</b>	<b>44.783</b>	<b>291.407</b>



### 17.3 Informações resumidas dos principais empreendimentos controlados em conjunto

	Voltalia	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
<b>Saldos em 31.12.2020</b>								
<b>ATIVO</b>	<b>222.038</b>	<b>267.425</b>	<b>475.734</b>	<b>2.357.028</b>	<b>1.269.378</b>	<b>1.687.613</b>	<b>2.712.737</b>	<b>1.567.577</b>
<b>Ativo circulante</b>	<b>3.623</b>	<b>31.048</b>	<b>59.709</b>	<b>261.168</b>	<b>165.063</b>	<b>179.229</b>	<b>340.382</b>	<b>165.816</b>
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
<b>Ativo não circulante</b>	<b>218.415</b>	<b>236.377</b>	<b>416.025</b>	<b>2.095.860</b>	<b>1.104.315</b>	<b>1.508.384</b>	<b>2.372.355</b>	<b>1.401.761</b>
<b>PASSIVO</b>	<b>222.038</b>	<b>267.425</b>	<b>475.734</b>	<b>2.357.028</b>	<b>1.269.378</b>	<b>1.687.613</b>	<b>2.712.737</b>	<b>1.567.577</b>
<b>Passivo circulante</b>	<b>2.199</b>	<b>18.995</b>	<b>51.926</b>	<b>192.512</b>	<b>86.163</b>	<b>78.981</b>	<b>158.350</b>	<b>63.206</b>
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
<b>Passivo não circulante</b>	<b>-</b>	<b>53.816</b>	<b>120.579</b>	<b>665.528</b>	<b>446.133</b>	<b>777.279</b>	<b>1.234.165</b>	<b>770.317</b>
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
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>219.839</b>	<b>194.614</b>	<b>303.229</b>	<b>1.498.988</b>	<b>737.082</b>	<b>831.353</b>	<b>1.320.222</b>	<b>734.054</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>								
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)
<b>Lucro (prejuízo) do período</b>	<b>(4.927)</b>	<b>(18.294)</b>	<b>27.904</b>	<b>66.034</b>	<b>40.694</b>	<b>285.516</b>	<b>96.994</b>	<b>87.071</b>
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Resultado abrangente do período</b>	<b>(4.927)</b>	<b>(18.294)</b>	<b>27.904</b>	<b>66.034</b>	<b>40.694</b>	<b>285.516</b>	<b>96.994</b>	<b>87.071</b>
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

  

	Voltalia	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
<b>Saldos em 31.12.2019</b>								
<b>ATIVO</b>	<b>226.898</b>	<b>271.409</b>	<b>486.305</b>	<b>2.295.925</b>	<b>1.318.517</b>	<b>1.625.008</b>	<b>2.482.326</b>	<b>1.496.577</b>
<b>Ativo circulante</b>	<b>3.664</b>	<b>30.472</b>	<b>59.466</b>	<b>301.722</b>	<b>150.875</b>	<b>178.558</b>	<b>268.381</b>	<b>182.971</b>
Caixa e equivalentes de caixa	1.494	3.968	6.570	85.293	44.805	20.338	48.395	60.252
Outros ativos circulantes	2.170	26.504	52.896	216.429	106.070	158.220	219.986	122.719
<b>Ativo não circulante</b>	<b>223.234</b>	<b>240.937</b>	<b>426.839</b>	<b>1.994.203</b>	<b>1.167.642</b>	<b>1.446.450</b>	<b>2.213.945</b>	<b>1.313.606</b>
<b>PASSIVO</b>	<b>226.898</b>	<b>271.409</b>	<b>486.305</b>	<b>2.295.925</b>	<b>1.318.517</b>	<b>1.625.008</b>	<b>2.482.326</b>	<b>1.496.577</b>
<b>Passivo circulante</b>	<b>2.206</b>	<b>28.892</b>	<b>77.116</b>	<b>166.430</b>	<b>84.863</b>	<b>104.065</b>	<b>129.810</b>	<b>72.907</b>
Passivos financeiros	-	7.584	13.468	82.665	33.102	60.399	93.643	48.619
Outros passivos circulantes	2.206	21.308	63.648	83.765	51.761	43.666	36.167	24.288
<b>Passivo não circulante</b>	<b>-</b>	<b>82.699</b>	<b>126.095</b>	<b>677.398</b>	<b>545.742</b>	<b>810.847</b>	<b>1.208.089</b>	<b>733.326</b>
Passivos financeiros	-	49.958	78.350	624.779	461.353	580.451	1.208.089	507.775
Outros passivos não circulantes	-	32.741	47.745	52.619	84.389	230.396	-	225.551
<b>Patrimônio líquido</b>	<b>224.692</b>	<b>159.818</b>	<b>283.094</b>	<b>1.452.097</b>	<b>687.912</b>	<b>710.096</b>	<b>1.144.427</b>	<b>690.344</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>								
Receita operacional líquida	-	25.180	44.264	250.188	111.912	198.573	357.522	138.259
Custos e despesas operacionais	(111)	(5.481)	(5.672)	(70.886)	(29.067)	(30.560)	(384.228)	(5.360)
Resultado financeiro	146	(4.557)	(6.594)	(59.794)	(42.548)	(54.154)	(99.186)	(46.190)
Equivalência patrimonial	(7.080)	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para IR e CSLL	(5)	(5.348)	(8.904)	(33.103)	(2.926)	(47.024)	42.627	(29.498)
<b>Lucro (prejuízo) do exercício</b>	<b>(7.050)</b>	<b>9.794</b>	<b>23.094</b>	<b>86.405</b>	<b>37.371</b>	<b>66.835</b>	<b>(83.265)</b>	<b>57.211</b>
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Resultado abrangente do exercício</b>	<b>(7.050)</b>	<b>9.794</b>	<b>23.094</b>	<b>86.405</b>	<b>37.371</b>	<b>66.835</b>	<b>(83.265)</b>	<b>57.211</b>
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

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 nos passivos contingentes equivale a R\$ 227.467 (R\$ 89.688 em 31.12.2019).

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.

#### 17.4 Informações resumidas das principais coligadas

	Dona Francisca		Foz do Chopim	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
<b>ATIVO</b>	<b>128.798</b>	<b>130.883</b>	<b>62.635</b>	<b>61.635</b>
Ativo circulante	14.562	13.406	33.378	31.054
Ativo não circulante	114.236	117.477	29.257	30.581
<b>PASSIVO</b>	<b>128.798</b>	<b>130.883</b>	<b>62.635</b>	<b>61.635</b>
Passivo circulante	4.452	4.344	34.723	2.354
Passivo não circulante	2.119	3.118	-	25.243
Patrimônio líquido	122.227	123.421	27.912	34.038
<b>DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO</b>				
Receita operacional líquida	70.314	70.717	55.740	56.929
Custos e despesas operacionais	(26.171)	(25.957)	(21.260)	(16.278)
Resultado financeiro	208	475	(5.527)	621
Provisão para IR e CSLL	(2.343)	(2.454)	(2.035)	(2.346)
<b>Lucro líquido do período</b>	<b>42.008</b>	<b>42.781</b>	<b>26.918</b>	<b>38.926</b>
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-
<b>Resultado abrangente do período</b>	<b>42.008</b>	<b>42.781</b>	<b>26.918</b>	<b>38.926</b>
Participação na coligada - %	23,0303	23,0303	35,77	35,77
Valor contábil do investimento	28.147	28.423	9.986	12.175

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).

## 18 Imobilizado

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

De acordo com a regulamentação referente às concessões de serviços públicos de energia elétrica e das autorizações dos produtores independentes, os bens e instalações utilizados principalmente na geração de energia elétrica são vinculados ao serviço concedido, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução Normativa Aneel nº 691/2015, todavia, disciplinou a desvinculação de bens das concessões do serviço público de energia elétrica e de produtor independente, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

### 18.1 Imobilizado por classe de ativos

Consolidado	Custo	Depreciação acumulada	31.12.2020	Custo	Depreciação acumulada	31.12.2019
<b>Em serviço</b>						
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
(-) Impairment (18.5)	(925.521)	-	(925.521)	(961.177)	-	(961.177)
(-) Impairment (18.6)	(27.928)	-	(27.928)	(81.322)	-	(81.322)
(-) Obrigações especiais	(332)	81	(251)	(78)	35	(43)
	<b>17.298.078</b>	<b>(8.412.964)</b>	<b>8.885.114</b>	<b>18.437.598</b>	<b>(8.418.081)</b>	<b>10.019.517</b>
<b>Em curso</b>						
Custo	734.507	-	734.507	700.172	-	700.172
(-) Impairment (18.5)	(120.308)	-	(120.308)	(122.261)	-	(122.261)
(-) Impairment (18.6)	(3.853)	-	(3.853)	(5.325)	-	(5.325)
	<b>610.346</b>	<b>-</b>	<b>610.346</b>	<b>572.586</b>	<b>-</b>	<b>572.586</b>
	<b>17.908.424</b>	<b>(8.412.964)</b>	<b>9.495.460</b>	<b>19.010.184</b>	<b>(8.418.081)</b>	<b>10.592.103</b>

### 18.2 Mutação do imobilizado

Consolidado	Saldo em 1º.01.2020	Aquisições/ Impairment	Depreciação	Baixas	Transfe- rências	Saldo em 31.12.2020
<b>Em serviço</b>						
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 (18.5)	(961.177)	35.656	-	-	-	(925.521)
(-) Impairment (18.6)	(81.322)	53.394	-	-	-	(27.928)
(-) Obrigações especiais	(43)	-	46	-	(254)	(251)
(-) Reclassificação (a)	-	-	-	-	(622.988)	(622.988)
	<b>10.019.517</b>	<b>89.050</b>	<b>(682.044)</b>	<b>(86.996)</b>	<b>(454.413)</b>	<b>8.885.114</b>
<b>Em curso</b>						
Custo	700.172	273.823	-	(8.126)	(170.053)	795.816
(-) Impairment (18.5)	(122.261)	1.953	-	-	-	(120.308)
(-) Impairment (18.6)	(5.325)	1.472	-	-	-	(3.853)
(-) Reclassificação (a)	-	-	-	-	(61.309)	(61.309)
	<b>572.586</b>	<b>277.248</b>	<b>-</b>	<b>(8.126)</b>	<b>(231.362)</b>	<b>610.346</b>
	<b>10.592.103</b>	<b>366.298</b>	<b>(682.044)</b>	<b>(95.122)</b>	<b>(685.775)</b>	<b>9.495.460</b>

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 41).

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

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.

### 18.3 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, à taxa média de 0,04% a.a. (R\$ 4.295, à taxa média de 0,11% a.a. em 31.12.2019).

### 18.4 Operações em conjunto - consórcios

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

<b>Empreendimento</b>	<b>Participação (%) Copel GeT</b>	<b>Taxa média anual de depreciação (%)</b>	<b>31.12.2020</b>	<b>31.12.2019</b>
<b>UHE Gov. Jayme Canet Júnior - Mauá</b>				
<b>Consórcio Energético Cruzeiro do Sul</b>	<b>51,0</b>			
Em serviço			859.917	859.917
(-) Depreciação Acumulada		3,43	(235.454)	(206.000)
Em curso			24.827	16.789
			<b>649.290</b>	<b>670.706</b>
<b>UHE Baixo Iguaçu</b>	<b>30,0</b>			
Em serviço			691.833	692.593
(-) Depreciação Acumulada		3,29	(41.803)	(19.038)
Em curso			50.114	49.240
			<b>700.144</b>	<b>722.795</b>
			<b>1.349.434</b>	<b>1.393.501</b>

### **18.5 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 CPC 01 (R1) e da mensuração do valor em uso foram testadas as unidades geradoras de caixa do segmento geração.

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

Referências internas como o orçamento aprovado pela Companhia, dados históricos ou passados, atualização do cronograma de obras e montante de investimentos para empreendimentos em curso, embasam a definição de premissas chaves pela Administração. No mesmo contexto, referências externas como o nível de consumo de energia elétrica 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.

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:

Consolidado	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
	<b>4.178.397</b>	<b>(695.049)</b>	<b>(1.045.829)</b>	<b>2.437.519</b>

(a) Projeto em desenvolvimento

O quadro a seguir apresenta a movimentação do saldo de *impairment* no exercício:

Consolidado	Saldo em 1º.01.2019	Impairment	Transferência	1º.01.2020	Impairment	Saldo em 31.12.2020
<b>Em serviço</b>						
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)
	<b>(3.489)</b>	<b>142.433</b>	<b>(1.100.121)</b>	<b>(961.177)</b>	<b>35.656</b>	<b>(925.521)</b>
<b>Em curso</b>						
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)
	<b>(1.197.693)</b>	<b>(24.689)</b>	<b>1.100.121</b>	<b>(122.261)</b>	<b>1.953</b>	<b>(120.308)</b>
	<b>(1.201.182)</b>	<b>117.744</b>	<b>-</b>	<b>(1.083.438)</b>	<b>37.609</b>	<b>(1.045.829)</b>

#### 18.5.1 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.

#### 18.5.2 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.

### 18.5.3 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.

### 18.5.4 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.

### 18.5.5 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.

Unidade geradora de caixa	Taxa de desconto	VR/VC-1	VR/VC-1 (5% Variação)	VR/VC-1 (10% Variação)	Risco de <i>Impairment</i>
<b>Ativos Eólicos</b>					
Complexo Eólico São Bento (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
<b>Ativos Hídricos</b>					
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.

## 18.6 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 na NE nº 41.

## 18.7 Empreendimentos em construção

### 18.7.1 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.

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.



### 18.7.2 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.

### 18.8 Taxas de depreciação

<b>Taxas de depreciação (%)</b>	<b>31.12.2020</b>	<b>31.12.2019</b>
<b>Taxas médias do segmento de geração (18.8.1)</b>		
Equipamento geral	6,26	6,33
Máquinas e equipamentos	3,39	3,67
Geradores	3,73	3,38
Reservatórios, barragens e adutoras	2,68	2,50
Turbina hidráulica	2,93	2,89
Turbinas a gás e a vapor	2,00	2,00
Resfriamento e tratamento de água	4,00	4,00
Condicionador de gás	4,00	4,00
Unidade de geração eólica	4,94	5,49
<b>Taxas médias para ativos da Administração central</b>		
Edificações	3,35	3,35
Máquinas e equipamentos de escritório	6,25	6,25
Móveis e utensílios	6,25	6,25
Veículos	14,29	14,29
<b>Taxas do segmento de telecomunicações</b>		
Infraestrutura <i>backbone</i>	3% a 5%	3% a 5%
Infraestrutura <i>last mile</i>	17% e 25%	17% e 25%
Demais equipamentos de infraestrutura	7% a 20%	7% a 20%

#### 18.8.1 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.

## 19 Intangível

<b>Consolidado</b>	<b>31.12.2020</b>	<b>31.12.2019</b>
Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica (19.1)	6.203.387	5.703.686
Contratos de concessão/autorização de geração (19.2)	553.840	582.671
Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado (19.3)	132.366	-
Outros intangíveis (19.4)	39.863	46.254
	<b>6.929.456</b>	<b>6.332.611</b>

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

<b>Consolidado</b>	<b>Ativo intangível em serviço</b>	<b>Obrigações especiais em serviço</b>	<b>Total</b>
<b>Em 1º.01.2019</b>	<b>8.212.792</b>	<b>(2.822.729)</b>	<b>5.390.063</b>
Incorporações (NE nº 10.1)	2.625	(2.550)	75
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	771.844	(93.164)	678.680
Transferências para investimento	(7)	-	(7)
Transferências para outros créditos	(1.520)	-	(1.520)
Quotas de amortização - concessão (a)	(461.370)	134.864	(326.506)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(10.740)	-	(10.740)
Baixas	(26.359)	-	(26.359)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>8.487.265</b>	<b>(2.783.579)</b>	<b>5.703.686</b>
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)
<b>Em 31.12.2020</b>	<b>8.953.486</b>	<b>(2.750.099)</b>	<b>6.203.387</b>

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

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.

## 19.2 Contratos de concessão de geração

Consolidado	Contrato de concessão (a)		Direito de concessão e autorização	Total
	em serviço	em curso		
<b>Em 1º.01.2019</b>	<b>226.411</b>	-	<b>367.441</b>	<b>593.852</b>
Combinação de negócios	-	-	20.113	20.113
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(16.944)	-	(14.350)	(31.294)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>209.467</b>	-	<b>373.204</b>	<b>582.671</b>
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)	-	-
<b>Em 31.12.2020</b>	<b>195.622</b>	-	<b>358.218</b>	<b>553.840</b>

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

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

## 19.3 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Consolidado	Total
<b>Em 1º.01.2019</b>	<b>3.619</b>
Transferências do contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.2)	24.835
Quotas de amortização - concessão	(28.454)
<b>Em 31.12.2019</b>	-
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)
<b>Em 31.12.2020</b>	<b>132.366</b>

## 19.4 Outros intangíveis

Consolidado	em serviço	em curso	Total
<b>Em 1º.01.2019</b>	<b>25.630</b>	<b>15.933</b>	<b>41.563</b>
Aquisições	-	5.032	5.032
Transferências do imobilizado	(1.471)	10.217	8.746
Capitalizações para intangível em serviço	16.118	(16.118)	-
Quotas de amortização (a)	(8.646)	-	(8.646)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(11)	-	(11)
Baixas	-	(430)	(430)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>31.620</b>	<b>14.634</b>	<b>46.254</b>
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)
<b>Em 31.12.2020</b>	<b>19.209</b>	<b>20.654</b>	<b>39.863</b>

(a) Taxa anual de amortização: 20%.

(b) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 41).

## 20 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
<b>Obrigações sociais</b>				
Impostos e contribuições sociais	1.609	1.939	42.748	47.022
Encargos sociais sobre férias e 13º salário	907	607	29.742	29.182
	<b>2.516</b>	<b>2.546</b>	<b>72.490</b>	<b>76.204</b>
<b>Obrigações trabalhistas</b>				
Folha de pagamento, líquida	-	1.945	-	3.330
Férias	2.978	2.149	100.175	98.648
Provisões por desempenho e participação nos lucros	11.263	1.430	483.110	156.040
Programa de desligamentos voluntários	-	367	28.071	2.820
Outros	2	-	200	2
	<b>14.243</b>	<b>5.891</b>	<b>611.556</b>	<b>260.840</b>
	<b>16.759</b>	<b>8.437</b>	<b>684.046</b>	<b>337.044</b>

## 21 Fornecedores

Consolidado	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
	<b>2.436.452</b>	<b>1.873.193</b>
	<b>Circulante</b>	<b>2.291.307</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>145.145</b>
		<b>1.685.280</b>
		<b>187.913</b>

## 22 Empréstimos e Financiamentos

Consolidado														
Contrato	Empresa	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	31.12.2020	31.12.2019		
MOEDA NACIONAL Banco do Brasil CCB 306.401.381 (a) NCI 306.401.445	Copel HOL Copel HOL	Capital de giro.	Cessão de créditos	21.07.2015 24.02.2017	5 2	25.03.2022 15.02.2020	Trimestral Semestral	120,00% do DI 124,5% do DI	126,99% do DI 136,15% do DI	640.005 77.000	640.177 - 640.177	640.530 39.446 679.976		
Eletrobras 983/95 984/95 985/95 206/07 273/09	Copel DIS	Programa Nacional de Irrigação - Proni.	Receita própria; emissão de notas promissórias e duplicatas de venda mercantil.	22.12.1994 22.12.1994 22.12.1994 03.03.2008 18.02.2010	80 80 80 120 120	15.11.2020 15.11.2020 15.08.2021 30.08.2020 30.12.2022	Trimestral Trimestral Trimestral Mensal Mensal	8,0% 8,0% 8,0% 5,0%+ 1,0% 5,0%+ 1,0%	8,0% 8,0% 8,0% 5,05% 5,0%+ 1,0%	11 14 61 109.642 63.944	- - - - -	26 11 11 5.953 4.933 10.934		
Caixa Econômica Federal 415.855-22/14 3153-352		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
				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 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 17.07.2012	81 81	15.10.2020 15.10.2020	Mensal Mensal	4,0% 3,5% + TR	4,39% 3,88% + TR	- -	- -	2.626 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 83.936	95.807 95.807		

(a) Em março de 2021 ocorreu a repactuação da dívida, com alteração da data de vencimento final para 25.03.2023 e o valor dos encargos financeiros para 135% do DI a.a.  
(continua)

Consolidado													
Contrato	Empresa	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	31.12.2020	31.12.2019	
<b>BNDES</b>													
820989.1	Copel GeT	Implementação da UHE Mauá.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	17.03.2009	179	15.01.2028	Mensal	1,63% acima da TJLP	1,63% acima da TJLP	169.500	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 Colider.	Cessão fiduciária de direitos creditórios.	04.12.2013	192	15.10.2031	Mensal	0% e 1,49% acima da TJLP	6,43% e 7,68%	1.041.155	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		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		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 Andará Leste.		03.06.2020	279	15.12.2043	Mensal	IPCA + 4,8165%	IPCA + 4,8570%	206.882	158.351	-	
19207901- C+D+H+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 fiduciária de receitas.	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		Penhor de ações; cessão fiduciária de recebíveis provenientes de venda de energia elétrica produzidas pelo projeto; cessão fiduciária de máquinas e equipamentos.	19.03.2012	192	15.06.2030	Mensal	2,34% acima da TJLP	2,34% acima da TJLP	54.100	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		Penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios.	25.10.2018	192	15.07.2035	Mensal	2,04% acima da TJLP	8,37%	619.405	588.169	611.457	
13212221 - A	Costa Oeste		Implantação de linha de transmissão entre as subestações Cascavel Oeste e Umarama Sul e implantação da subestação Umarama Sul.	Cessão fiduciária de direitos creditórios; 100% das ações penhoradas.	03.12.2013	168	30.11.2028	Mensal	1,95% + TJLP	1,95% + TJLP	27.634	17.046	19.203
13212221 - B					03.12.2013	106	30.09.2023	Mensal	3,5%	3,5%	9.086	2.194	2.992
14205851 - A	Marumbi	Implantação de linha de transmissão entre as subestações Curitiba e Curitiba Leste e implantação da subestação Curitiba Leste.	08.07.2014	168	30.06.2029	Mensal	2,00% + TJLP	2,00% + TJLP	33.460	22.029	24.627		
14205851 - B			08.07.2014	106	30.04.2024	Mensal	6,0%	6,0%	21.577	7.550	9.813		
<b>Total moeda nacional</b>											<b>2.338.138</b>	<b>2.254.424</b>	
											<b>3.073.912</b>	<b>3.059.727</b>	
<b>Dívida bruta</b>											<b>3.214.249</b>	<b>3.168.710</b>	
<b>(-) Custo de transação</b>											<b>(25.718)</b>	<b>(26.327)</b>	
<b>Dívida líquida</b>											<b>3.188.531</b>	<b>3.142.383</b>	
<b>Circulante</b>											<b>717.677</b>	<b>255.521</b>	
<b>Não Circulante</b>											<b>2.470.854</b>	<b>2.886.862</b>	

DI - Depósito interbancário

IPCA - Índice nacional de preços ao consumidor amplo

TJLP - Taxa de Juros de Longo Prazo.

TR - Taxa referencial

## 22.1 Cauções e depósitos vinculados – STN

Constituição de garantias, sob a forma de caução em dinheiro, *Par Bond*, no valor de R\$ 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.

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

Consolidado		31.12.2020	%	31.12.2019	%
<b>Moeda estrangeira - variação da moeda no período (%)</b>					
Dólar norte-americano	28,93	140.337	4,40	108.983	3,47
		<b>140.337</b>	<b>4,40</b>	<b>108.983</b>	<b>3,47</b>
<b>Moeda nacional - indexadores ao final do período (%)</b>					
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
		<b>3.048.194</b>	<b>95,60</b>	<b>3.033.400</b>	<b>96,53</b>
		<b>3.188.531</b>	<b>100,00</b>	<b>3.142.383</b>	<b>100,00</b>

## 22.3 Vencimentos das parcelas de longo prazo

Controladora				Consolidado		
31.12.2020	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2022	128.001	(324)	127.677	328.538	(2.054)	326.484
2023	-	-	-	202.249	(1.732)	200.517
2024	139.005	-	139.005	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
	<b>267.006</b>	<b>(324)</b>	<b>266.682</b>	<b>2.493.421</b>	<b>(22.567)</b>	<b>2.470.854</b>

## 22.4 Mutação de empréstimos e financiamentos

Controladora	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
<b>Em 1º.01.2019</b>	<b>104.751</b>	<b>798.634</b>	<b>903.385</b>
Encargos	5.599	57.250	62.849
Variação monetária e cambial	4.170	-	4.170
Amortização - principal	-	(115.500)	(115.500)
Pagamento - encargos	(5.537)	(63.664)	(69.201)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>108.983</b>	<b>676.720</b>	<b>785.703</b>
Encargos	6.928	22.849	29.777
Variação monetária e cambial	31.189	-	31.189
Amortização - principal	-	(38.500)	(38.500)
Pagamento - encargos	(6.763)	(22.638)	(29.401)
<b>Em 31.12.2020</b>	<b>140.337</b>	<b>638.431</b>	<b>778.768</b>

<b>Consolidado</b>	<b>Moeda estrangeira</b>	<b>Moeda nacional</b>	<b>Total</b>
<b>Em 1º.01.2019</b>	<b>104.751</b>	<b>3.942.556</b>	<b>4.047.307</b>
Ingressos	-	796.296	796.296
Encargos	5.599	268.950	274.549
Variação monetária e cambial	4.170	6.907	11.077
Amortização - principal	-	(1.660.869)	(1.660.869)
Pagamento - encargos	(5.537)	(320.440)	(325.977)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>108.983</b>	<b>3.033.400</b>	<b>3.142.383</b>
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)
<b>Em 31.12.2020</b>	<b>140.337</b>	<b>3.048.194</b>	<b>3.188.531</b>

## 22.5 Cláusulas contratuais restritivas - *covenants*

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

Em 31.12.2020, 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:

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

Financiamento a empreendimentos - Finem

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



## 23 Debêntures

Empresa	Emissão	Características	Destinação	Garantias	Data da emissão	Nº de parcelas	Vencimento final	Pagamento de encargos	Encargos financeiros do contrato a.a.	Taxa efetiva de juros a.a.	Valor do contrato	31.12.2020	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		Resgate antecipado total da 4ª emissão de notas promissórias e pagamento parcial da 1ª parcela de amortização da 2ª emissão de debêntures.		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
	6ª (série 2)		Reembolso de gastos com os projetos UHE Colider e UHE Baixo Iguaçu		15.07.2019	1	15.07.2025	Semestral	IPCA + 3,90%	IPCA + 4,46%	200.000	215.265	205.677
Copel DIS	3ª	(a)	Capital de giro e/ou realização de investimentos da emissora.	Fidejussória	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
	5ª (série 2)		Reforço do capital de giro e recomposição de caixa pela amortização final da 2ª emissão de debêntures.		15.11.2019	2	15.11.2022	Semestral	DI + spread 1,45%	CDI + 1,65%	350.000	351.479	351.914
Copel CTE	1ª	(a)	Implantação, ampliação e modernização de rede de telecomunicações.	Fidejussória	15.10.2015	5	15.10.2024	Semestral	IPCA + 7,9633%	IPCA + 8,1073%	160.000	-	195.429
	2ª				15.07.2017	1	15.07.2022	Semestral	IPCA + 5,4329%	IPCA + 6,1036%	220.000	-	246.355
	3ª		Realização de investimentos da emissora.		15.05.2019	3	15.05.2024	Semestral	117,0% da taxa DI	119,58% da taxa DI	210.000	-	211.348
Brisa Potiguar	2ª (série 1)	(d)	Implantação de centrais geradoras eólicas.	Real e fidejussória e penhor de ações da Copel GeT	24.03.2016	192	15.07.2032	Mensal	TJLP + 2,02%	TJLP + 2,02%	147.575	109.677	119.171
	2ª (série 2)				24.03.2016	192	15.07.2032	Mensal	IPCA + 9,87%	IPCA + 10,92%	153.258	130.449	135.657
Cutia	1ª	(b)	Construção e implantação de centrais geradoras eólicas.	Fidejussória	20.03.2019	26	15.12.2031	Semestral	IPCA + 5,8813%	IPCA + 6,83%	360.000	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% SELIC+2,17%	TJLP+2,17% SELIC+2,17%	33.620	3.000 2.890	6.001 5.782
	3ª	(f)	Financiar plano de investimentos da emissora.	Real	17.12.2019	18	28.06.2021	Mensal	DI + spread 0,88%	5,68%	43.000	14.475	44.746
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 quirografária, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM nº 476. Interveniente 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. Interveniente garantidora: Copel. Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.

(c) Debêntures simples, duas séries, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM nº 476. Interveniente 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 Euris e Ventos de Santo Uriel. Interveniente 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.

### 23.1 Vencimentos das parcelas de longo prazo

31.12.2020	Controladora			Consolidado		
	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida	Dívida bruta	(-) Custo de transação	Dívida líquida
2022	500.000	(683)	499.317	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
	<b>500.000</b>	<b>(683)</b>	<b>499.317</b>	<b>4.935.558</b>	<b>(59.488)</b>	<b>4.876.070</b>

### 23.2 Mutação das debêntures

	Controladora	Consolidado
<b>Em 1º.01.2019</b>	<b>1.538.080</b>	<b>7.518.131</b>
Ingressos	500.000	2.965.028
Encargos e variação monetária	91.339	623.795
Amortização - principal	(853.400)	(1.977.125)
Pagamento - encargos	(163.298)	(700.119)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>1.112.721</b>	<b>8.429.710</b>
Encargos e variação monetária	28.854	453.951
Amortização - principal	(300.000)	(1.046.295)
Pagamento - encargos	(40.286)	(422.295)
Reclassificação (a)	-	(657.590)
<b>Em 31.12.2020</b>	<b>801.289</b>	<b>6.757.481</b>

(a) Reclassificação para Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 41).

### 23.3 Cláusulas contratuais restritivas - covenants

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

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.

## 24 Benefícios Pós-emprego

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

### 24.1 Plano de benefício previdenciário

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

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

### 24.2 Plano Assistencial

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

### 24.3 Balanço patrimonial e resultado do exercício

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

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Planos previdenciários	13	228	1.124	1.537
Planos assistenciais	10.142	8.808	1.492.490	1.193.399
	<b>10.155</b>	<b>9.036</b>	<b>1.493.614</b>	<b>1.194.936</b>
<b>Circulante</b>	<b>226</b>	<b>378</b>	<b>69.231</b>	<b>66.004</b>
<b>Não circulante</b>	<b>9.929</b>	<b>8.658</b>	<b>1.424.383</b>	<b>1.128.932</b>

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:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
<b>Empregados</b>				
Planos previdenciários	575	526	57.977	60.754
Plano assistencial - pós-emprego	769	608	94.349	99.577
Plano assistencial - funcionários ativos	988	789	75.192	76.454
	<b>2.332</b>	<b>1.923</b>	<b>227.518</b>	<b>236.785</b>
<b>Administradores</b>				
Planos previdenciários	226	554	977	1.450
Plano assistencial	62	34	139	91
	<b>288</b>	<b>588</b>	<b>1.116</b>	<b>1.541</b>
	<b>2.620</b>	<b>2.511</b>	<b>228.634</b>	<b>238.326</b>

### 24.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

	Controladora	Consolidado
<b>Em 1º.01.2019</b>	<b>4.954</b>	<b>968.763</b>
Apropriação do cálculo atuarial	608	99.578
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	4.797	138.974
Ajuste referente a perdas atuariais	3.371	186.628
Amortizações	(4.694)	(199.007)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>9.036</b>	<b>1.194.936</b>
Apropriação do cálculo atuarial	769	94.349
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	4.732	130.129
Ajuste referente a perdas atuariais	779	271.343
Amortizações	(5.161)	(197.143)
<b>Em 31.12.2020</b>	<b>10.155</b>	<b>1.493.614</b>

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

#### 24.5.1 Premissas atuariais

As premissas atuariais utilizadas para determinação dos valores de obrigações e custos, para 2020 e 2019, estão demonstradas a seguir:

Consolidado	2020		2019	
	Real	Nominal	Real	Nominal
<b>Econômicas</b>				
Inflação a.a.	-	4,00%	-	2,90%
<b>Taxa de desconto/retorno esperados a.a.</b>				
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%
<b>Crescimento salarial</b>				
Plano Unificado a.a.	0,00%	4,00%	1,00%	3,93%
Plano III a.a.	1,00%	5,04%	1,00%	3,93%
<b>Demográficas</b>				
Tábua de mortalidade		AT - 2000		AT - 2000
Tábua de mortalidade de inválidos		WINKLEVOSS		WINKLEVOSS
Tábua de entrada em invalidez		TASA 1927		TASA 1927

#### 24.5.2 Número de participantes e beneficiários

Consolidado	Planos previdenciários					
	Plano Unificado		Plano III		Plano Assistencial	
	31.12.2020	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
<b>Total</b>	<b>4.296</b>	<b>4.364</b>	<b>12.034</b>	<b>11.971</b>	<b>37.294</b>	<b>37.579</b>

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

Consolidado	Plano Unificado	Plano III
<b>Em 31.12.2020</b>		
Participantes aposentados	12,38	23,16
Participantes pensionistas	14,07	24,98
<b>Em 31.12.2019</b>		
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.

#### 24.5.4 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.

<b>Consolidado</b>	<b>Plano Unificado</b>	<b>Plano III</b>	<b>Plano Assistencial</b>	<b>31.12.2020</b>	<b>31.12.2019</b>
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)
<b>Estado de cobertura do plano</b>	<b>(807.444)</b>	<b>(285.057)</b>	<b>1.492.490</b>	<b>399.989</b>	<b>193.887</b>
Ativo não reconhecido	807.444	285.057	-	1.092.501	999.512
	-	-	<b>1.492.490</b>	<b>1.492.490</b>	<b>1.193.399</b>

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.

#### 24.5.5 Movimentação do passivo atuarial

<b>Consolidado</b>	<b>Plano Unificado</b>	<b>Plano III</b>	<b>Plano assistencial</b>
<b>Valor presente da obrigação atuarial líquida em 1º.01.2019</b>	<b>5.914.764</b>	<b>2.145.661</b>	<b>1.140.605</b>
Custo de serviço	560	4.098	14.306
Custo dos juros	477.732	128.075	106.004
Benefícios pagos	(435.454)	(174.427)	(30)
Perdas atuariais	680.860	943.129	128.725
<b>Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2019</b>	<b>6.638.462</b>	<b>3.046.536</b>	<b>1.389.610</b>
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
<b>Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2020</b>	<b>6.760.824</b>	<b>3.344.723</b>	<b>1.714.638</b>

#### 24.5.6 Movimentação do ativo atuarial

<b>Consolidado</b>	<b>Plano Unificado</b>	<b>Plano III</b>	<b>Plano assistencial</b>
<b>Valor justo do ativo do plano em 1º.01.2019</b>	<b>6.290.841</b>	<b>2.178.236</b>	<b>172.991</b>
Retorno esperado dos ativos	685.685	337.476	51.541
Contribuições e aportes	23.851	4.185	-
Benefícios pagos	(435.454)	(174.427)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	981.833	792.284	(28.321)
<b>Valor justo do ativo do plano em 31.12.2019</b>	<b>7.546.756</b>	<b>3.137.754</b>	<b>196.211</b>
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
<b>Valor justo do ativo do plano em 31.12.2020</b>	<b>7.568.268</b>	<b>3.629.780</b>	<b>222.148</b>

#### 24.5.7 Custos estimados

Os custos (receitas) estimados para 2021 para cada plano estão demonstrados a seguir:

<b>Consolidado</b>	<b>Plano Unificado</b>	<b>Plano III</b>	<b>Plano Assistencial</b>
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)	-
<b>Custos (receitas)</b>	<b>(48.236)</b>	<b>2.971</b>	<b>116.507</b>

#### 24.5.8 Análise de sensibilidade

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

Consolidado	Cenários projetados	
	Aumento 1%	Redução 1%
<b>Sensibilidade da taxa de juros de longo prazo</b>		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	(514.554)	521.379
Impactos nas obrigações do programa de saúde	(130.084)	138.601
<b>Sensibilidade da taxa de crescimento de custos médicos</b>		
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)
<b>Sensibilidade ao custo do serviço</b>		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	29	(30)
Impactos nas obrigações do programa de saúde	572	(586)

#### 24.5.9 Benefícios a pagar

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

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	Total
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

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

A alocação de ativos para os planos previdenciários e assistencial da Companhia e de suas controladas no final de 2020 e a alocação-meta para 2021, por categoria de ativos, são as seguintes:

Consolidado	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%
	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

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

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

Consolidado	Plano Unificado		Plano III	
	meta (%) (*)	mínimo (%)	meta (%)	mínimo (%)
Renda fixa	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%.

#### 24.5.11 Informações adicionais

A Companhia e suas controladas efetuaram contribuições para o Plano III (plano de contribuições variáveis) para todos os empregados ativos em 31.12.2020 e 31.12.2019 no valor de R\$ 67.515 e R\$ 70.564, respectivamente.

## 25 Encargos Setoriais a Recolher

Consolidado	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
	<b>33.712</b>	<b>28.508</b>

## 26 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética

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

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.



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

Consolidado	Aplicado e não concluído	Saldo a recolher	Saldo a aplicar	Saldo em 31.12.2020	Saldo em 31.12.2019
<b>Pesquisa e desenvolvimento - P&amp;D</b>					
FNDCT	-	8.085	-	8.085	4.046
MME	-	4.041	-	4.041	2.023
P&D	221.977	-	110.769	332.746	341.658
	<b>221.977</b>	<b>12.126</b>	<b>110.769</b>	<b>344.872</b>	<b>347.727</b>
<b>Programa de eficiência energética - PEE</b>					
Procel	-	5.855	-	5.855	16.410
PEE	36.756	-	277.528	314.284	294.034
	<b>36.756</b>	<b>5.855</b>	<b>277.528</b>	<b>320.139</b>	<b>310.444</b>
	<b>258.733</b>	<b>17.981</b>	<b>388.297</b>	<b>665.011</b>	<b>658.171</b>
				<b>Circulante</b>	<b>380.186</b>
				<b>Não circulante</b>	<b>284.825</b>
					<b>375.395</b>
					<b>282.776</b>

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

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

Consolidado	FNDCT	MME	P&D	Procel	PEE	Total
<b>Em 1º.01.2019</b>	<b>4.725</b>	<b>2.361</b>	<b>327.626</b>	<b>15.792</b>	<b>242.231</b>	<b>592.735</b>
Efeito de combinações de negócios	20	10	1.464	-	-	1.494
Constituições	32.311	16.155	32.312	9.333	37.321	127.432
Contrato de desempenho	-	-	-	-	3.246	3.246
Juros (NE nº 34)	-	-	10.627	51	13.892	24.570
Transferências	-	-	-	(3.123)	3.123	-
Recolhimentos	(33.010)	(16.503)	-	(5.643)	990	(54.166)
Conclusões	-	-	(30.371)	-	(6.769)	(37.140)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>4.046</b>	<b>2.023</b>	<b>341.658</b>	<b>16.410</b>	<b>294.034</b>	<b>658.171</b>
Constituições	37.427	18.716	37.426	10.181	40.724	144.474
Contrato de desempenho	-	-	-	-	3.545	3.545
Juros (NE nº 34)	-	-	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)
<b>Em 31.12.2020</b>	<b>8.085</b>	<b>4.041</b>	<b>332.746</b>	<b>5.855</b>	<b>314.284</b>	<b>665.011</b>

## 27 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão

Consolidado	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
							<b>731.864</b>	<b>612.587</b>
							<b>Circulante 88.951</b>	<b>73.032</b>
							<b>Não circulante 642.913</b>	<b>539.555</b>

### Taxa de desconto no cálculo do valor presente

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

### Pagamento à União

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

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

<b>Em 1º.01.2019</b>	<b>584.163</b>
Ajuste a valor presente	(668)
Variação monetária	99.661
Pagamentos	(70.569)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>612.587</b>
Adição	3.682
Ajuste a valor presente	(1.112)
Variação monetária	191.638
Pagamentos	(74.931)
<b>Em 31.12.2020</b>	<b>731.864</b>

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

Consolidado	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
	<b>1.505.293</b>	<b>731.864</b>

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

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

## 28.1 Direito de uso de ativos

Consolidado	Saldo em 1º.01.2020	Adições	Ajuste por remensuração	Amortização	Baixas	Reclassifi- cação (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
	<b>92.831</b>	<b>103.571</b>	<b>1.406</b>	<b>(51.489)</b>	<b>(2.551)</b>	<b>(11.247)</b>	<b>132.521</b>

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 41).

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

## 28.2 Passivo de arrendamentos

### 28.2.1 Muta  o do passivo de arrendamentos

	Controladora	Consolidado
<b>Em 1º.01.2019</b>	<b>385</b>	<b>118.022</b>
Adi��es	17	9.353
Ajuste por remensura��o	23	3.884
Encargos	31	9.675
Pagamento - principal	(141)	(30.946)
Pagamento - encargos	(32)	(9.130)
Baixas	-	(4.254)
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>283</b>	<b>96.604</b>
Adi��es	1.026	103.571
Ajuste por remensura��o	7	1.406
Encargos	53	10.528
Pagamento - principal	(329)	(51.761)
Pagamento - encargos	(54)	(7.577)
Baixas	-	(2.670)
Reclassifica��o (a)	-	(11.740)
<b>Em 31.12.2020</b>	<b>986</b>	<b>138.361</b>
	<b>Circulante</b>	<b>279</b>
	<b>N��o circulante</b>	<b>707</b>
		<b>41.193</b>
		<b>97.168</b>

(a) Reclassifica  o para Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda (NE n   41).

A Companhia define a taxa de desconto com base na taxa de juros praticada na   ltima capta  o de deb  ntures, desconsiderando capta  es subsidiadas ou incentivadas.

### 28.2.2 Vencimentos das parcelas de longo prazo

2022	41.948
2023	27.625
2024	19.656
2025	8.953
2026	51
Após 2026	889
<b>Valores não descontados</b>	<b>99.122</b>
Juros embutidos	(1.954)
<b>Saldo do passivo de arrendamento</b>	<b>97.168</b>

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

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

<b>Fluxos de caixa</b>	<b>Nominal</b>	<b>Valor Presente</b>
Contraprestação do arrendamento	156.287	138.361
<b>Pis/Cofins potencial</b>	<b>12.498</b>	<b>11.333</b>

## 28.3 Impacto pela projeção de inflação nos fluxos de caixa descontados

Em conformidade com o CPC 06 (R2), na mensuração e na remensuração do passivo de arrendamento e do direito de uso, a Companhia utilizou a técnica de fluxo de caixa descontado sem considerar a inflação futura projetada, conforme vedação imposta pela norma.

No entanto, dada a realidade atual das taxas de juros de longo prazo no ambiente econômico brasileiro, o quadro a seguir apresenta os saldos comparativos entre a informação registrada em conformidade com o CPC 06 (R2) e o valor que seria registrado se considerada a inflação projetada:

<b>Consolidado</b>	<b>Saldo conforme o CPC 06 (R2) - IFRS 16</b>	<b>Saldo com projeção da inflação</b>	<b>%</b>
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%

## 28.4 Compromissos de arrendamentos e aluguéis

Para os arrendamentos de ativos de baixo valor, tais como computadores, impressoras e móveis, arrendamento de curto prazo, bem como para os contratos de arrendamento de terrenos para desenvolvimento de projetos de geração de energia eólica, cujo pagamento é feito com base em remuneração variável, os valores estão reconhecidos na demonstração de resultado como custos e/ou despesas operacionais (NE 33.6). O saldo de compromissos de arrendamentos e aluguéis está demonstrado a seguir:

<b>Consolidado</b>	<b>Até 1 ano</b>	<b>1 a 5 anos</b>	<b>Mais de 5 anos</b>	<b>31.12.2020</b>
Compromissos de arrendamentos e aluguéis	7.328	31.843	164.149	203.320

## 29 Outras Contas a Pagar

<b>Consolidado</b>	<b>31.12.2020</b>	<b>31.12.2019</b>
Valor justo na compra e venda de energia (NE nº 36.2.12)	343.406	251.973
Desvio de geração - empreendimentos eólicos (NE nº 36.2.11)	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 36.2.3 - b)	-	1.203
Outras obrigações	71.143	58.218
	<b>705.286</b>	<b>498.869</b>
	<b>Circulante</b>	<b>235.400</b>
	<b>Não circulante</b>	<b>469.886</b>
		<b>149.407</b>
		<b>349.462</b>

(a) Refere-se aos valores pagos pela aquisição de volumes de gás contratados e ainda não retirados pelos clientes.

## 30 Provisões para Litígios e Passivo Contingente

A Companhia e suas controladas respondem por diversos processos judiciais e administrativos perante diferentes cortes. A Administração, com base na avaliação de seus assessores legais, constitui provisões para as ações cujas perdas são consideradas prováveis quando os critérios de reconhecimento de provisão, descritos na NE nº 4.11 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.

### 30.1 Mutação das provisões para litígios

Consolidado	Saldo em 1º.01.2020	Resultado		Adições no ativo	Quitações	Transfe- rências/ Outros (a)	Saldo em 31.12.2020	
		Provisões para litígios						Custo de construção
		Adições	Reversões					Adições
<b>Fiscais</b>								
Cofins	104.284	2.864	-	-	-	-	107.148	
Outras	71.506	47.949	(49.381)	-	-	(244)	66.725	
	<b>175.790</b>	<b>50.813</b>	<b>(49.381)</b>	-	-	<b>(244)</b>	<b>173.873</b>	
<b>Trabalhistas</b>	<b>673.062</b>	<b>102.315</b>	<b>(4.297)</b>	-	-	<b>(145.228)</b>	<b>596.248</b>	
<b>Benefícios a empregados</b>	<b>86.297</b>	<b>11.439</b>	<b>(43.524)</b>	-	-	<b>(783)</b>	<b>52.401</b>	
<b>Cíveis</b>								
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	
	<b>591.756</b>	<b>102.827</b>	<b>(23.621)</b>	<b>(7.075)</b>	<b>5.869</b>	<b>(24.739)</b>	<b>644.483</b>	
<b>Regulatórias</b>	<b>79.808</b>	<b>10.955</b>	<b>(1.033)</b>	-	-	<b>(1.031)</b>	<b>88.699</b>	
	<b>1.606.713</b>	<b>278.349</b>	<b>(121.856)</b>	<b>(7.075)</b>	<b>5.869</b>	<b>(172.025)</b>	<b>1.555.704</b>	

(a) Reclassificação principalmente para Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 41).

Consolidado	Saldo em 1º.01.2019	Resultado			Adições (Reversões)  no ativo	Quitações	Transfe- rências/ Outros	Saldo em 31.12.2019
		Provisões para litígios		Custo de construção				
		Adições	Reversões	Adições/(Rev.)				
<b>Fiscais</b>								
Cofins	102.603	4.307	(2.626)	-	-	-	-	104.284
Outras	54.494	4.841	(14.258)	-	-	(1.258)	27.687	71.506
	<b>157.097</b>	<b>9.148</b>	<b>(16.884)</b>	-	-	<b>(1.258)</b>	<b>27.687</b>	<b>175.790</b>
<b>Trabalhistas</b>	<b>612.782</b>	<b>194.550</b>	<b>(23)</b>	-	-	<b>(134.247)</b>	-	<b>673.062</b>
<b>Benefícios a empregados</b>	<b>85.199</b>	<b>27.426</b>	<b>(18.747)</b>	-	-	<b>(7.581)</b>	-	<b>86.297</b>
<b>Cíveis</b>								
Cíveis e direito administrativo	492.934	101.438	(36.271)	-	-	(221.139)	-	336.962
Servidões de passagem	118.147	711	(3.470)	12.456	1.012	(1.891)	45	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
	<b>736.222</b>	<b>106.715</b>	<b>(45.451)</b>	<b>9.521</b>	<b>8.121</b>	<b>(223.417)</b>	<b>45</b>	<b>591.756</b>
<b>Regulatórias</b>	<b>73.473</b>	<b>7.926</b>	<b>(546)</b>	-	-	<b>(1.045)</b>	-	<b>79.808</b>
	<b>1.664.773</b>	<b>345.765</b>	<b>(81.651)</b>	<b>9.521</b>	<b>8.121</b>	<b>(367.548)</b>	<b>27.732</b>	<b>1.606.713</b>

Controladora	Saldo em 1º.01.2020	Resultado		Quitações	Saldo em 31.12.2020
		Adições	Reversões		
<b>Fiscais</b>					
Cofins	104.284	2.864	-	-	107.148
Outras	30.744	45.039	(46.378)	-	29.405
	<b>135.028</b>	<b>47.903</b>	<b>(46.378)</b>	-	<b>136.553</b>
<b>Trabalhistas</b>	<b>1.957</b>	<b>780</b>	-	<b>(271)</b>	<b>2.466</b>
<b>Cíveis</b>	<b>150.529</b>	<b>13.411</b>	-	-	<b>163.940</b>
<b>Regulatórias</b>	<b>17.357</b>	<b>4.016</b>	-	-	<b>21.373</b>
	<b>304.871</b>	<b>66.110</b>	<b>(46.378)</b>	<b>(271)</b>	<b>324.332</b>

Controladora	Saldo em	Resultado		Quitações	Saldo em
	1º.01.2019	Adições	Reversões		31.12.2019
<b>Fiscais</b>					
Cofins	102.603	4.307	(2.626)	-	104.284
Outras	30.040	704	-	-	30.744
	<b>132.643</b>	<b>5.011</b>	<b>(2.626)</b>	-	<b>135.028</b>
<b>Trabalhistas</b>	<b>588</b>	<b>1.557</b>	<b>(1)</b>	<b>(187)</b>	<b>1.957</b>
<b>Cíveis</b>	<b>142.773</b>	<b>7.756</b>	-	-	<b>150.529</b>
<b>Regulatórias</b>	<b>16.176</b>	<b>1.181</b>	-	-	<b>17.357</b>
	<b>292.180</b>	<b>15.505</b>	<b>(2.627)</b>	<b>(187)</b>	<b>304.871</b>

### 30.2 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	Controladora				Consolidado			
		Provisões		Passivo contingente		Provisões		Passivo contingente	
		31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
<b>Fiscais</b>									
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	107.148	104.284	6.554	6.415
INSS	Exigências fiscais relativas à contribuição previdenciária.	29.405	30.744	100.165	117.018	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. O processo foi encerrado após trânsito em julgado em favor da Companhia.	-	-	-	-	-	-	-	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.	-	-	53.004	52.199	37.320	40.762	116.920	159.207
		<b>136.553</b>	<b>135.028</b>	<b>159.723</b>	<b>175.632</b>	<b>173.873</b>	<b>175.790</b>	<b>479.219</b>	<b>628.546</b>
<b>Trabalhistas</b>									
	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).	<b>2.466</b>	<b>1.957</b>	<b>2.422</b>	<b>1.655</b>	<b>596.248</b>	<b>673.062</b>	<b>352.777</b>	<b>419.917</b>
<b>Benefícios a empregados</b>	Reclamações trabalhistas movidas por ex-empregados aposentados contra a Fundação Copel, que causarão, consequentemente, reflexos para a Companhia e suas subsidiárias integrais, na medida em que forem necessários aportes complementares.	-	-	-	-	<b>52.401</b>	<b>86.297</b>	<b>9.210</b>	<b>21.338</b>
<b>Regulatórias</b>									
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.	21.373	17.357	-	-	70.188	57.000	-	-
ESBR	A ESBR moveu a ação originária nº 1042071-7/2013-4,01.4100 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 Colider	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 Colider 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
		<b>21.373</b>	<b>17.357</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>88.699</b>	<b>79.808</b>	<b>1.158.993</b>	<b>1.141.420</b>

(continua)



Natureza	Descrição	Controladora				Consolidado			
		Provisões		Passivo contingente		Provisões		Passivo contingente	
		31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
<b>Cíveis</b>									
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 exacerba 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 Pública 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 Pública 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 Pública 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 administ	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.	163.940	150.529	515.302	489.612	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
		163.940	150.529	515.302	489.612	644.483	591.756	3.116.877	1.273.928
		324.332	304.871	677.447	666.899	1.555.704	1.606.713	5.117.076	3.485.149

## 31 Patrimônio Líquido

### 31.1 Capital social

O capital social está representado por ações ordinárias e preferenciais. Nas Assembleias Gerais, cada ação ordinária tem direito a um voto. As ações preferenciais não têm direito a voto e são de classes "A" e "B".

De acordo com o artigo 17 e seus parágrafos, da Lei nº 6.404/1976, os dividendos atribuídos às ações preferenciais são, no mínimo, 10% maiores do que os atribuídos às ações ordinárias.

As ações preferenciais classe "A" têm prioridade no reembolso do capital e na distribuição de dividendos mínimos de 10% a.a., não cumulativos, calculados com base no capital próprio a essa espécie e classe de ações.

As ações preferenciais classe "B" têm prioridade no reembolso do capital e direito ao recebimento de dividendos, correspondentes à parcela do valor equivalente a, no mínimo, 25% do lucro líquido ajustado, de acordo com a legislação societária e o estatuto da Companhia, calculados com base no capital próprio a essa espécie e classe de ações. Os dividendos assegurados à classe "B" são prioritários apenas em relação às ações ordinárias e somente são pagos à conta dos lucros remanescentes depois de pagos os dividendos prioritários das ações preferenciais classe "A".

Em 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
	<b>1.450.310.800</b>	<b>100,00</b>	<b>3.267.520</b>	<b>100,00</b>	<b>1.282.975.430</b>	<b>100,00</b>	<b>2.736.553.750</b>	<b>100,00</b>

### 31.2 Ajustes de avaliação patrimonial

Na adoção inicial das IFRS, foram reconhecidos os valores justos do ativo imobilizado - custo atribuído. A conta Ajustes de avaliação patrimonial foi a contrapartida desse ajuste, líquido do imposto de renda e contribuição social diferidos, inclusive por equivalência patrimonial. A realização de tais ajustes é contabilizada na conta de lucros acumulados, na medida em que ocorra a depreciação ou eventual baixa dos itens avaliados.

Nessa conta também são registrados os ajustes decorrentes das variações de valor justo envolvendo ativos financeiros, bem como os ajustes dos passivos atuariais.

	<b>Controladora</b>	<b>Consolidado</b>
<b>Em 1º.01.2019</b>	<b>785.610</b>	<b>785.610</b>
<b>Passivos atuariais</b>		
Benefícios pós-emprego	(3.371)	(186.628)
Tributos sobre os ajustes	1.146	63.444
Benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(120.358)	-
<b>Realização dos ajustes de avaliação patrimonial</b>		
Custo atribuído do imobilizado	-	(100.342)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	34.116
Custo atribuído do imobilizado - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(66.226)	-
<b>Variação de participação societária em Controlada</b>		
Perda com variação de participação em Controlada	(4.874)	-
<b>Atribuível aos acionistas não controladores</b>	<b>-</b>	<b>(4.273)</b>
<b>Em 31.12.2019</b>	<b>591.927</b>	<b>591.927</b>
<b>Passivos atuariais</b>		
Benefícios pós-emprego	(779)	(271.345)
Tributos sobre os ajustes	265	92.190
Benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(178.434)	-
<b>Realização dos ajustes de avaliação patrimonial</b>		
Custo atribuído do imobilizado	-	(90.347)
Tributos sobre a realização dos ajustes	-	30.717
Custo atribuído do imobilizado - equivalência patrimonial, líquida de tributos	(59.630)	-
<b>Atribuível aos acionistas não controladores</b>	<b>-</b>	<b>207</b>
<b>Em 31.12.2020</b>	<b>353.349</b>	<b>353.349</b>

### 31.3 Reserva legal e reserva de retenção de lucros

A reserva legal é constituída com base em 5% do lucro líquido do exercício, antes de qualquer destinação, limitada a 20% do capital social.

A reserva de retenção de lucros visa a cobertura do programa de investimento da Companhia, conforme o artigo 196 da Lei nº 6.404/1976. Sua constituição ocorre mediante a retenção do remanescente do lucro líquido do exercício, após a constituição da reserva legal e da proposição dos juros sobre o capital próprio e dos dividendos.

### 31.4 Proposta de distribuição de dividendos

Controladora	31.12.2020	Reapresentado 31.12.2019
<b>Cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios (25%)</b>		
Lucro líquido do exercício	3.904.202	1.989.946
Reserva legal (5%)	(195.210)	(99.497)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial	59.630	66.226
Base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios	3.768.622	1.956.675
<b>(1) Dividendos mínimos obrigatórios</b>	<b>942.156</b>	<b>489.169</b>
<b>(2) Juros sobre o capital próprio (JSCP) - valor bruto</b>	<b>807.500</b>	<b>643.000</b>
Imposto de renda retido na fonte	(76.401)	(56.584)
<b>(3) JSCP líquido deliberados antecipadamente</b>	<b>731.099</b>	<b>586.416</b>
<b>(4) Complemento pra atingir o mínimo obrigatório</b>	<b>211.057</b>	<b>-</b>
<b>(5) Dividendo adicional proposto de reserva de lucros não capitalizadas (31.4.1)</b>	<b>1.507.449</b>	<b>-</b>
<b>(6) Distribuição total proposta, líquida</b>	<b>2.435.463</b>	<b>586.416</b>
<b>(7) Distribuição total proposta, bruta</b>	<b>2.526.006</b>	<b>643.000</b>
<b>Valor bruto dos dividendos por ação:</b>		
Ações ordinárias	0,88128	0,22423
Ações preferenciais classe "A"	1,27172	0,39466
Ações preferenciais classe "B"	0,96941	0,24669
<b>Valor bruto dos dividendos por classes de ações:</b>		
Ações ordinárias	1.278.126	325.210
Ações preferenciais classe "A"	4.155	1.291
Ações preferenciais classe "B"	1.243.725	316.499

Conforme as disposições legais e estatutárias vigentes, a base de cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios é obtida a partir do lucro líquido, diminuído da cota destinada à reserva legal. Contudo, a Administração deliberou acrescentar na citada base de cálculo a realização dos ajustes de avaliação patrimonial, de que trata o item 28 da ICPC 10 - Interpretação sobre a Aplicação Inicial ao Ativo Imobilizado e à Propriedade para Investimento dos CPCs 27, 28, 37 e 43, de forma a anular o efeito causado ao resultado pelo aumento da despesa com depreciação, decorrente da adoção inicial de normas contábeis, bem como pelo CPC 27 - Ativo Imobilizado. Este procedimento reflete a Política de Dividendos da Companhia, a qual será praticada durante a realização de toda a reserva de ajustes de avaliação patrimonial.

#### 31.4.1 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.

### 31.5 Lucro por ação - básico e diluído

Controladora	Operações continuadas	Operações descontinuadas	31.12.2020	Operações continuadas	Operações descontinuadas	Reapresentado 31.12.2019
<b>Numerador básico e diluído</b>						
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
Ações preferenciais classe "A"	5.783	100	5.883	2.920	(111)	2.809
Ações preferenciais classe "B"	1.883.054	39.514	1.922.568	1.023.538	(43.503)	980.035
	<b>3.823.981</b>	<b>80.221</b>	<b>3.904.202</b>	<b>2.078.267</b>	<b>(88.321)</b>	<b>1.989.946</b>
<b>Denominador básico e diluído</b>						
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
Ações preferenciais classe "A"	3.268.067	3.268.067	3.268.067	3.273.682	3.273.682	3.273.682
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
	<b>2.736.553.750</b>	<b>2.736.553.750</b>	<b>2.736.553.750</b>	<b>2.736.553.750</b>	<b>2.736.553.750</b>	<b>2.736.553.750</b>
<b>Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas controladores</b>						
Ações ordinárias	1,33430	0,02800	1,36229	0,72523	(0,03083)	0,69440
Ações preferenciais classe "A"	1,76982	0,03080	1,80062	0,89086	(0,03391)	0,85790
Ações preferenciais classe "B"	1,46773	0,03080	1,49852	0,79778	(0,03391)	0,76388

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 31.1.

## 32 Receita Operacional Líquida

Consolidado	Receita bruta	PIS/Pasep e Cofins	ICMS	Encargos setoriais	ISSQN	Receita líquida	
						31.12.2020	Reapresentado 31.12.2019
Fornecimento de energia elétrica	9.524.897	(737.647)	(1.960.998)	(173.428)	-	<b>6.652.824</b>	<b>6.426.016</b>
Suprimento de energia elétrica	4.330.982	(467.817)	(21.637)	(61.698)	-	<b>3.779.830</b>	<b>2.865.866</b>
Disponibilidade da rede elétrica	8.780.612	(667.419)	(2.118.380)	(1.622.217)	-	<b>4.372.596</b>	<b>4.138.771</b>
Receita de construção	1.414.067	-	-	-	-	<b>1.414.067</b>	<b>1.132.884</b>
Valor justo do ativo indenizável da concessão	57.341	-	-	-	-	<b>57.341</b>	<b>36.646</b>
Distribuição de gás canalizado	679.304	(60.774)	(115.640)	-	(235)	<b>502.655</b>	<b>843.183</b>
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	746.052	(69.113)	-	-	-	<b>676.939</b>	<b>18.631</b>
Outras receitas operacionais	406.539	(35.771)	(65)	-	(4.269)	<b>366.434</b>	<b>407.248</b>
Recuperação de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS	-	810.563	-	-	-	<b>810.563</b>	-
	<b>25.939.794</b>	<b>(1.227.978)</b>	<b>(4.216.720)</b>	<b>(1.857.343)</b>	<b>(4.504)</b>	<b>18.633.249</b>	<b>15.869.245</b>

### 32.1 Detalhamento da receita por tipo e/ ou classe de consumidores

<b>Consolidado</b>	<b>31.12.2020</b>	<b>Reapresentado 31.12.2019</b>
<b>Fornecimento de energia elétrica</b>	<b>9.524.897</b>	<b>10.481.794</b>
Residencial	3.098.969	3.336.432
Industrial	970.638	1.276.105
Comercial, serviços e outras atividades	1.701.260	2.179.510
Rural	613.419	631.527
Poder público	195.259	279.495
Iluminação pública	233.558	274.250
Serviço público	290.482	332.414
Consumidores livres	1.729.603	1.431.274
Doações e subvenções	691.709	740.787
<b>Suprimento de energia elétrica</b>	<b>4.330.982</b>	<b>3.301.336</b>
Contratos bilaterais	2.386.929	1.998.617
Contratos regulados	916.377	854.239
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	933.369	357.076
Juros efetivos - bonificação de outorga (NE nº 10.3)	94.307	91.404
<b>Disponibilidade da rede elétrica</b>	<b>8.780.612</b>	<b>8.270.996</b>
Residencial	2.788.725	2.585.892
Industrial	1.273.320	1.280.168
Comercial, serviços e outras atividades	1.628.098	1.713.632
Rural	548.682	467.044
Poder público	180.814	217.027
Iluminação pública	205.904	206.492
Serviço público	195.597	174.414
Consumidores livres	1.164.020	1.052.535
Concessionárias e geradoras	61.720	62.414
Receita de operação e manutenção - O&M e juros efetivos	733.732	511.378
<b>Receita de construção</b>	<b>1.414.067</b>	<b>1.132.884</b>
Concessão de distribuição de energia	1.154.488	904.023
Concessão de distribuição de gás canalizado	7.438	12.153
Concessão de transmissão de energia (a)	252.141	216.708
<b>Valor justo do ativo indenizável da concessão</b>	<b>57.341</b>	<b>36.646</b>
<b>Distribuição de gás canalizado</b>	<b>679.304</b>	<b>1.003.790</b>
<b>Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais</b>	<b>746.052</b>	<b>25.057</b>
<b>Outras receitas operacionais</b>	<b>406.539</b>	<b>438.876</b>
Arrendamentos e aluguéis (32.2)	176.452	141.315
Valor justo na compra e venda de energia	137.463	204.876
Renda da prestação de serviços	44.182	51.780
Outras receitas	48.442	40.905
<b>RECEITA OPERACIONAL BRUTA</b>	<b>25.939.794</b>	<b>24.691.379</b>
(-) Pis/Pasep e Cofins	(2.038.541)	(2.243.383)
Recuperação de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS (NE nº 13.2.1)	810.563	105.184
(-) ICMS	(4.216.720)	(4.518.791)
(-) ISSQN	(4.504)	(3.333)
(-) Encargos setoriais (32.3)	(1.857.343)	(2.161.811)
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>18.633.249</b>	<b>15.869.245</b>

(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

## 32.2 Arrendamentos e aluguéis

### 32.2.1 Receita de arrendamento e aluguéis

Consolidado	31.12.2020	Reapresentado 31.12.2019
Equipamentos e estruturas	175.673	140.053
Compartilhamento de instalações	415	1.046
Imóveis	364	216
	<b>176.452</b>	<b>141.315</b>

### 32.2.2 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

## 32.3 Encargos setoriais

Consolidado	31.12.2020	31.12.2019
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de distribuição de energia (32.3.1)	1.530.998	1.654.157
Outros encargos do consumidor - bandeira tarifária	81.159	280.286
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética - P&D e PEE	144.474	127.432
Quota para reserva global de reversão - RGR	62.057	63.918
Conta de desenvolvimento energético - CDE - concessão de transmissão de energia	27.315	25.271
Taxa de fiscalização	11.340	10.747
	<b>1.857.343</b>	<b>2.161.811</b>

### 32.3.1 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE - concessão de distribuição de energia

A CDE foi criada pela Lei n.º 10.438/2002, alterada pela Lei nº 12.783/2013, e, para cumprir seus objetivos, tem entre suas fontes de recursos, quotas pagas pelos agentes que negociam energia com o consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas.

A Companhia realiza pagamentos do encargo CDE-Uso, destinada ao custeio dos objetivos da CDE previstos na lei.

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
<b>CDE USO</b>		
Resolução Homologatória nº 2.664/2019	Janeiro a dezembro	1.531.713
(-) Liminares	Janeiro a dezembro	(715)
		<b>1.530.998</b>

<b>Resoluções</b>	<b>Período</b>	<b>31.12.2019</b>
<b>CDE USO</b>		
Resolução Homologatória nº 2.510/2018	Janeiro a Junho	1.269.498
(-) Liminares	Janeiro a Junho	(3.346)
		<b>1.266.152</b>
<b>CONTA ENERGIA - ACR</b>		
Resolução Homologatória nº 2.231/2017	Janeiro a Fevereiro	98.725
Resolução Homologatória nº 2.521/2019	Março a Agosto	296.174
Devolução - Despacho nº 2.755/2019		(46.722)
		<b>348.177</b>
<b>CDE ENERGIA</b>		
Resolução Homologatória nº 2.510/2018	Janeiro a Março	41.431
(-) Liminares	Janeiro a Março	(1.603)
		<b>39.828</b>
		<b>1.654.157</b>

### **Liminares**

Em decorrência de decisões liminares em favor da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres - Abrace, da Associação Nacional dos Consumidores de Energia - Anace e de 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.

### **32.4 Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS**

A Aneel homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Copel DIS por meio da Resolução Homologatória nº 2.704, 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.



### 33 Custos e Despesas Operacionais

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	31.12.2020
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(6.829.530)	-	-	-	(6.829.530)
Encargos de uso da rede elétrica	(1.525.567)	-	-	-	(1.525.567)
Pessoal e administradores (33.2)	(1.143.323)	(12.567)	(446.005)	-	(1.601.895)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(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 (33.3)	(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 (33.4)	40.143	(128.466)	-	(148.971)	(237.294)
Custo de construção (33.5)	(1.417.504)	-	-	-	(1.417.504)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(134.526)	(12.169)	(94.431)	(92.149)	(333.275)
	<b>(13.347.822)</b>	<b>(159.825)</b>	<b>(809.408)</b>	<b>(256.475)</b>	<b>(14.573.530)</b>

Consolidado	Custos operacionais	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras despesas operacionais, líquidas	Reapresentado 31.12.2019
Energia elétrica comprada para revenda (33.1)	(6.105.274)	-	-	-	(6.105.274)
Encargos de uso da rede elétrica	(1.249.275)	-	-	-	(1.249.275)
Pessoal e administradores (33.2)	(945.312)	(13.937)	(366.133)	-	(1.325.382)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(169.476)	(1.914)	(66.936)	-	(238.326)
Material	(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 (33.3)	(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 (33.4)	120.689	(140.348)	-	(240.392)	(260.051)
Custo de construção (33.5)	(1.091.396)	-	-	-	(1.091.396)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos (33.6)	(50.800)	(11.606)	(82.695)	(67.394)	(212.495)
	<b>(11.464.148)</b>	<b>(175.772)</b>	<b>(711.289)</b>	<b>(322.506)</b>	<b>(12.673.715)</b>

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.12.2020
Pessoal e administradores (33.2)	(26.515)	-	(26.515)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(2.620)	-	(2.620)
Material	(710)	-	(710)
Serviços de terceiros	(31.257)	-	(31.257)
Depreciação e amortização	(868)	(1.122)	(1.990)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	-	(17.224)	(17.224)
Outras receitas (despesas) operacionais	(17.792)	(6.077)	(23.869)
	<b>(79.762)</b>	<b>(24.423)</b>	<b>(104.185)</b>

Controladora	Despesas gerais e administrativas	Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	31.12.2019
Pessoal e administradores (33.2)	(20.414)	-	(20.414)
Planos previdenciário e assistencial (NE nº 24.3)	(2.511)	-	(2.511)
Material	(786)	-	(786)
Serviços de terceiros	(15.698)	-	(15.698)
Depreciação e amortização	(832)	(1.121)	(1.953)
Perdas de créditos, provisões e reversões (33.4)	-	(8.730)	(8.730)
Outras receitas (despesas) operacionais	(19.666)	11.095	(8.571)
	<b>(59.907)</b>	<b>1.244</b>	<b>(58.663)</b>

### 33.1 Energia elétrica comprada para revenda

<b>Consolidado</b>	<b>31.12.2020</b>	<b>31.12.2019</b>
Compra de energia no ambiente regulado - CCEAR	3.107.956	2.880.115
Itaipu Binacional	1.766.058	1.316.524
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	1.176.798	1.405.497
Contratos bilaterais	1.087.439	754.070
Programa de incentivo a novas fontes de energia alternativa - Proinfa	221.406	268.063
Micro e mini geradores e recompra de clientes	161.324	52.871
(-) PIS/Pasep e Cofins sobre energia elétrica comprada para revenda	(691.451)	(571.866)
	<b>6.829.530</b>	<b>6.105.274</b>

### 33.2 Pessoal e administradores

	<b>Controladora</b>		<b>Consolidado</b>	
	<b>31.12.2020</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2020</b>	<b>31.12.2019</b>
<b>Pessoal</b>				
Remunerações	6.139	4.760	696.837	746.415
Encargos sociais	2.019	1.692	227.485	241.025
Auxílio alimentação e educação	1.501	1.091	107.052	113.021
Programa de desligamentos voluntários	-	1.952	66.905	43.517
	<b>9.659</b>	<b>9.495</b>	<b>1.098.279</b>	<b>1.143.978</b>
<b>Administradores</b>				
Honorários	4.795	7.505	18.465	19.867
Encargos sociais	714	1.900	3.233	5.745
Outros gastos	82	83	237	248
	<b>5.591</b>	<b>9.488</b>	<b>21.935</b>	<b>25.860</b>
<b>Provisões por desempenho e participação nos lucros de empregados e administradores</b>	<b>11.265</b>	<b>1.431</b>	<b>481.681</b>	<b>155.544</b>
	<b>26.515</b>	<b>20.414</b>	<b>1.601.895</b>	<b>1.325.382</b>

### 33.3 Serviços de terceiros

<b>Consolidado</b>	<b>31.12.2020</b>	<b>Reapresentado 31.12.2019</b>
Manutenção do sistema elétrico	206.688	164.510
Manutenção de instalações	97.889	102.295
Atendimento ao consumidor	54.713	35.548
Leitura e entrega de faturas	48.895	45.515
Comunicação, processamento e transmissão de dados	42.244	51.919
Consultoria e auditoria	41.043	20.456
Outros serviços	66.569	105.765
	<b>558.041</b>	<b>526.008</b>

### 33.4 Perdas de crédito, provisões e reversões

	<b>Controladora</b>		<b>Consolidado</b>	
	<b>31.12.2020</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>Reapresentado 31.12.2019</b>	
Provisão para litígios (a)	17.224	8.730	150.269	243.848
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos - <i>Impairment</i>				
Contrato de concessão de geração de energia elétrica	-	-	(10.502)	(2.945)
Imobilizado - segmento de geração	-	-	(37.609)	(117.744)
Perdas de créditos esperadas (Clientes e Outros créditos)	-	-	128.466	140.348
Perdas estimadas em créditos tributários	-	-	(1.298)	(3.456)
Provisão para perdas em participações societárias	-	-	7.968	-
	<b>17.224</b>	<b>8.730</b>	<b>237.294</b>	<b>260.051</b>

(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 30.

### 33.5 Custo de construção

<b>Consolidado</b>	<b>31.12.2020</b>	<b>31.12.2019</b>
Material	781.807	548.336
Serviços de terceiros	460.952	395.607
Pessoal	140.108	125.777
Outros	34.637	21.676
	<b>1.417.504</b>	<b>1.091.396</b>

### 33.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

<b>Consolidado</b>	<b>31.12.2020</b>	<b>Reapresentado 31.12.2019</b>
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	63.841	103.737
Taxa de arrecadação	49.903	51.156
Perdas na desativação e alienação de bens, líquidas	44.020	38.151
Indenizações	38.423	63.628
Tributos	37.847	28.651
Doações, contribuições, subvenções, incentivos fiscais (a)	22.136	12.829
Arrendamentos e aluguéis	9.705	8.536
Comunicação corporativa		
Associação das Emissoras de Radiodifusão do Paraná - AERP	11.455	10.862
Talentos Olímpicos Paranaense - TOP	4.750	4.719
Patrocínio	1.126	2.460
Publicidade	9.598	7.206
Outras receitas, custos e despesas, líquidos (b)	40.471	(119.440)
	<b>333.275</b>	<b>212.495</b>

(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.

## 34 Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	Reapresentado 31.12.2019
<b>Receitas financeiras</b>				
Reconhecimento de crédito tributário (NE 13.2.1)	-	-	944.549	38.434
Juros e variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	341.964	192.724	341.964	192.724
Acréscimos moratórios sobre faturas	-	85	271.966	215.522
Renda de aplicações financeiras	893	10.931	80.704	119.622
Variação cambial sobre cauções de empréstimos	-	-	35.089	-
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (NE nº 36.2.3 - b)	-	-	24.511	-
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	20.168	47.378
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	42.729	26.332
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 27.1)	-	-	2.322	1.462
Outras receitas financeiras	(7.372)	5.939	75.666	88.032
	<b>335.485</b>	<b>209.679</b>	<b>1.839.668</b>	<b>729.506</b>
<b>(-) Despesas financeiras</b>				
Variação monetária, cambial e encargos da dívida	51.925	149.287	607.569	853.880
Variação monetária e ajuste a valor presente sobre contas a pagar vinculadas à concessão (NE nº 27.1)	-	-	192.848	100.455
Variação cambial sobre compra de energia elétrica de Itaipu	-	-	75.478	29.547
Juros sobre P&D e PEE (NE nº 26.2)	-	-	12.550	24.570
Remuneração de ativos e passivos setoriais (NE nº 9.2)	-	-	62	5.753
Variação monetária sobre repasse CRC (NE nº 8.1)	-	8.495	-	8.495
PIS/Pasep e Cofins sobre juros sobre capital próprio	27.748	71.549	27.748	71.549
Outras despesas financeiras	6.403	5.702	57.142	90.621
	<b>86.076</b>	<b>235.033</b>	<b>973.397</b>	<b>1.184.870</b>
<b>Líquido</b>	<b>249.409</b>	<b>(25.354)</b>	<b>866.271</b>	<b>(455.364)</b>

## 35 Segmentos Operacionais

Segmentos operacionais são as atividades de negócios que geram receitas e incorrem em despesas, cujos resultados operacionais são regularmente revistos pelas diretorias executivas da Controladora e das controladas, principais tomadoras de decisões estratégicas, responsáveis pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho.

### 35.1 Produtos e serviços dos quais os segmentos reportáveis têm suas receitas geradas

A Companhia atua nos segmentos reportáveis identificados pelas diretorias de cada área de negócio, considerando os ambientes regulatórios, as unidades estratégicas de negócios e os diferentes produtos e serviços. Os segmentos são gerenciados separadamente, pois cada negócio e cada empresa exigem diferentes tecnologias e estratégias.

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.

### 35.2 Segmentos reportáveis da Companhia

De acordo com o CPC 22/IFRS 8, os segmentos reportáveis da Companhia são:

**Geração e transmissão de energia elétrica (GET)** - tem como atribuição produzir energia elétrica a partir de empreendimentos de fontes hidráulica, eólica e térmica (**GER**), e prover os serviços de transporte e transformação da energia elétrica, sendo responsável pela construção, operação e manutenção de subestações, bem como pelas linhas destinadas à transmissão de energia (**TRA**); para os gestores, os ativos e passivos dos segmentos de geração e de transmissão de energia são apresentados de forma agregada e o resultado é apresentado de forma segregada;

**Distribuição de energia elétrica (DIS)** - tem como atribuição prestar serviço público de distribuição de energia elétrica, sendo responsável por operar e manter a infraestrutura, bem como prestar serviços correlatos;

**Telecomunicações (TEL)** - tem como atribuição a prestação de serviços de telecomunicações e de comunicações em geral. O segmento será descontinuado após finalização do processo de desinvestimento da Copel Telecomunicações, detalhado na NE nº 41.

**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;

### 35.3 Ativo por segmento reportável

ATIVO	Energia elétrica			TEL	GÁS	HOL	Reclassificações NE nº 41	Operações inter-segmento	Consolidado
	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	GÁS	HOL	Operações inter-segmento	Consolidado
	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

## 35.4 Demonstração do resultado por segmento reportável

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica				TEL	GÁS	HOL	Reclassificações NE nº 41	Operações inter- segmento	Consolidado
	GET		DIS	COM						
	GER	TRA								
31.12.2020										
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE										
RECETA 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	Energia Elétrica				TEL	GÁS	HOL	Reclassificações NE nº 41	Operações inter- segmento	Consolidado
Reapresentado	GET		DIS	COM						
	GER	TRA								
31.12.2019										
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE										
RECETA 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	(1.249.275)
Pessoal e administradores	(217.792)	(139.662)	(822.772)	(13.041)	(73.890)	(36.932)	(21.293)	-	-	(1.325.382)
Planos previdenciário e assistencial	(37.955)	(25.027)	(155.784)	(1.481)	(11.384)	(4.122)	(2.573)	-	-	(238.326)
Material	(10.987)	(3.766)	(64.419)	(15)	(1.955)	(217)	(793)	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

## 35.5 Adições no ativo não circulante por segmento reportável

31.12.2020	Energia elétrica			TEL	GÁS	HOL	Consolidado
	GET	DIS	COM				
Ativos de contrato	-	1.278.578	-	-	15.187	-	<b>1.293.765</b>
Imobilizado	236.914	-	203	127.381	-	1.800	<b>366.298</b>
Intangível	7.397	-	1.741	808	-	1.045	<b>10.991</b>
Direito de uso de ativos	19.231	72.421	135	10.135	623	1.026	<b>103.571</b>

31.12.2019	Energia elétrica			TEL	GÁS	HOL	Consolidado
	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

## 36 Instrumentos Financeiros

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

Consolidado	NE	Nível	31.12.2020		31.12.2019	Reapresentado
	nº		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)	22.1		133.521	113.477	98.433	94.671
Clientes (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)	29	3	343.406	343.406	251.973	251.973
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (e)	29	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)	21		2.436.452	2.436.452	1.873.193	1.873.193
Empréstimos e financiamentos (g)	22		3.214.249	2.956.696	3.168.710	3.110.104
Debêntures (j)	23		6.837.819	6.837.819	8.540.366	8.540.366
Contas a pagar vinculadas à concessão (k)	27		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

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

- b) Calculado de acordo com as informações disponibilizadas pelos agentes financeiros e pelos valores de mercado dos títulos emitidos pelo governo brasileiro.
- c) Os critérios estão divulgados na NE nº 4.4 destas Demonstrações Financeiras.
- d) Os ativos de geração têm valores justos similares aos valores contábeis, conforme NE nº 4.4 destas Demonstrações Financeiras.
- e) 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.

## **36.2 Gerenciamento dos riscos financeiros**

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

### **36.2.1 Risco de crédito**

Risco de crédito é o risco de incorrer em perdas decorrentes de cliente ou contraparte em instrumento financeiro, resultantes da falha desses em cumprir com suas obrigações contratuais.



<b>Consolidado</b>		<b>Reapresentado</b>
<b>Exposição ao risco de crédito</b>	<b>31.12.2020</b>	<b>31.12.2019</b>
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
	<b>11.140.975</b>	<b>10.235.732</b>

- a) A Companhia administra o risco de crédito sobre esses ativos, considerando sua política em aplicar praticamente todos os recursos em instituições bancárias federais. Excepcionalmente, por força legal e/ou regulatória, a Companhia aplica recursos em bancos privados considerados de primeira linha.
- b) Risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Tal risco está diretamente relacionado a fatores internos e externos à Copel. Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia atua na gestão de contas a receber, detectando 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.

### 36.2.2 Risco de liquidez

O risco de liquidez da Companhia é representado pela possibilidade de insuficiência de recursos, caixa ou outro ativo financeiro, para liquidar as obrigações nas datas previstas.

A Companhia faz a administração do risco de liquidez com um conjunto de metodologias, procedimentos e instrumentos, aplicados ao controle permanente dos processos financeiros, a fim de garantir o adequado gerenciamento dos riscos.

Os investimentos são financiados por meio de dívidas de médio e longo prazos junto a instituições financeiras e ao mercado de capitais.

São desenvolvidas projeções econômico-financeiras de curto, médio e longo prazos, as quais são submetidas à apreciação pelos órgãos da Administração. Anualmente ocorre a aprovação do orçamento empresarial para o próximo exercício.

As projeções econômico-financeiras de médio e longo prazos abrangem períodos mensais cobrindo os próximos cinco anos. A projeção de curto prazo considera períodos diários cobrindo os próximos 90 dias.

A Companhia monitora permanentemente o volume de recursos a serem liquidados por meio de controle do fluxo de caixa, objetivando reduzir o custo de captação, o risco de renovação dos empréstimos e a aderência à política de aplicações financeiras, mantendo-se um nível de caixa mínimo.

A tabela a seguir demonstra valores esperados de liquidação, não descontados, em cada faixa de tempo. As projeções foram efetuadas com base em indicadores financeiros vinculados aos respectivos instrumentos financeiros, previstos nas medianas das expectativas de mercado do Relatório Focus, do Banco Central do Brasil - Bacen, que fornece a expectativa média de analistas de mercado para tais indicadores para o ano corrente e para os próximos 3 anos. A partir de 2025, repetem-se os indicadores de 2024 até o horizonte da projeção.

Consolidado	Juros (a)	Menos de 1 mês	1 a 3 meses	3 meses a 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
<b>31.12.2020</b>							
Empréstimos e financiamentos	NE nº 22	29.274	197.056	669.153	1.570.564	1.868.504	4.334.551
Debêntures	NE nº 23	335.121	47.686	1.723.107	4.953.679	1.020.581	8.080.174
Contas a pagar vinculadas à concessão	Tx. 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
		<b>2.426.459</b>	<b>608.556</b>	<b>2.791.182</b>	<b>11.051.010</b>	<b>4.731.051</b>	<b>21.608.258</b>

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

Conforme divulgado nas NEs nºs 22.5 e 23.3, a Companhia e suas controladas têm empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas contratuais restritivas (*covenants*) que podem exigir a antecipação do pagamento dessas obrigações.

### 36.2.3 Risco de mercado

Risco de mercado é o risco de que o valor justo ou os fluxos de caixa futuros de instrumento financeiro oscilem devido a mudanças nos preços de mercado, tais como as taxas de câmbio, taxas de juros e preços de ações. O objetivo do gerenciamento desse risco é controlar as exposições, dentro de parâmetros aceitáveis, e ao mesmo tempo otimizar o retorno.

#### **a) Risco cambial - dólar norte-americano**

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de flutuações nas taxas de câmbio que reduzam saldos ativos ou aumentem saldos passivos em moeda estrangeira.

A dívida em moeda estrangeira da Companhia não é significativa e não existe exposição a operações com derivativos de câmbio. A Companhia mantém monitoramento das taxas cambiais.

O efeito da variação cambial decorrente do contrato de compra de energia da Eletrobras (Itaipu) é repassado no próximo reajuste tarifário da Copel DIS.

O risco cambial na compra de gás decorre da possibilidade de a Compagás computar prejuízos decorrentes de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando o valor em reais das contas a pagar sobre o gás adquirido da Petrobras. Este risco é mitigado pelo monitoramento e repasse da variação de preços aos clientes via tarifa, quando possível. A Companhia mantém monitoramento permanente dessas flutuações.

#### **Análise de sensibilidade do risco cambial - 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 CPC 40 (R1) Instrumentos Financeiros: Evidenciação. Baseado na posição patrimonial e no valor nocional 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
<b>Ativos financeiros</b>					
Caução STN (garantia de empréstimo STN)	Baixa do dólar	133.521	(1.200)	(34.280)	(67.360)
		<b>133.521</b>	<b>(1.200)</b>	<b>(34.280)</b>	<b>(67.360)</b>
<b>Passivos financeiros</b>					
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)
		<b>(467.551)</b>	<b>4.202</b>	<b>(111.636)</b>	<b>(227.473)</b>

#### 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 29.

#### Análise de sensibilidade sobre as operações com instrumentos financeiros derivativos

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto da exposição à variação da cotação do Euro (€).

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.

Consolidado	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 CPC 40 (R1) 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
<b>Ativos financeiros</b>					
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	-	-	-
		<b>3.942.621</b>	<b>193.784</b>	<b>145.335</b>	<b>96.892</b>
<b>Passivos financeiros</b>					
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)
		<b>(11.291.607)</b>	<b>(504.925)</b>	<b>(631.157)</b>	<b>(757.390)</b>

(a) Avaliação do risco ainda carece de regulamentação por parte do Poder Concedente.

#### 36.2.4 Risco quanto à escassez de energia

Aproximadamente 64% da capacidade instalada no país atualmente é proveniente de geração hidrelétrica, conforme informado no Banco de Informações de Geração da Aneel, o que torna o Brasil e a região geográfica em que a Companhia opera sujeitos a condições hidrológicas que são imprevisíveis, devido a desvios não cíclicos da precipitação média. Condições hidrológicas extremamente desfavoráveis podem acarretar, entre outras coisas, a implementação de programas abrangentes de economia de eletricidade, tais como racionalização ou até redução obrigatória de consumo, como racionamentos.

A partir de 2014, os reservatórios das regiões Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste enfrentaram situações climáticas adversas, levando os órgãos responsáveis pelo setor a adotarem medidas de otimização dos recursos hídricos para garantir o pleno atendimento à carga. 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.

#### 36.2.5 Risco quanto aos impactos do GSF

O Mecanismo de Realocação de Energia - MRE é um sistema de redistribuição de energia gerada, característico do setor elétrico brasileiro, que deve sua existência ao entendimento, à época, de haver necessidade de operação centralizada associada a preço ótimo calculado centralmente, conhecido como PLD. Como os geradores não possuem controle sobre sua produção, cada usina recebe determinada quantidade virtual de energia a qual pode ser comprometida por meio de contratos. Esse valor, que possibilita registros de contratos, é conhecido como Garantia Física - GF e também é calculado centralmente. Diferentemente do PLD, que é calculado semanalmente, a GF é recalculada, por lei, a cada cinco anos, com limite de aumento ou redução, restringido a 5% por revisão ou a 10% no período da concessão.

Os contratos necessitam ter lastro. Isto é realizado, sobretudo, por meio de alocação de energia gerada, recebimento do MRE ou compra. O GSF é a relação entre toda a geração hidrelétrica dos participantes do MRE e o somatório da GF de todas as usinas do MRE. Basicamente, o GSF é utilizado para calcular quanto cada usina receberá de geração para lastrear sua GF. Assim, conhecendo o GSF de um dado mês, a Companhia poderá saber se necessitará lastrear seus contratos com compras.

Sempre que o resultado da multiplicação do GSF pela GF for menor que o somatório dos contratos, será necessário efetuar compra no curto prazo. No entanto, para a situação em que o resultado da multiplicação do GSF pela GF for maior que o total dos contratos, será recebida a diferença valorada ao PLD.

As baixas afluições registradas desde 2014, bem como problemas com atrasos na expansão do sistema de transmissão tiveram como consequência baixos valores de GSF, resultando em fortes perdas para as empresas detentoras de empreendimentos hidroelétricos participantes do MRE.

Para as usinas com contratos no Ambiente de Contratação Livre - ACL, a principal forma de gerenciar o risco de GSF baixo é não comprometer toda a GF com contratos, abordagem atualmente adotada pela Companhia.

Para os contratos no ACR, a Lei nº 13.203/2015 permitiu aos geradores contratarem seguro da carga, mediante pagamento de um prêmio de risco. A Copel adotou esta abordagem para proteção dos contratos vinculados a energia produzida pelas UHEs Mauá, Santa Clara, Fundão, Baixo Iguaçu, Colíder e PCH Cavernoso II.

Para o segmento de distribuição, os efeitos do GSF são percebidos nos custos associados às cotas de Itaipu, de Angra e das usinas cujas concessões foram renovadas de acordo com a Lei 12.783/2013, bem como nos custos dos contratos por disponibilidade celebrados com usinas térmicas. Trata-se, contudo, de um risco financeiro, uma vez que é garantida a neutralidade das despesas com a compra de energia, por meio de repasse tarifário.

#### 36.2.6 Risco de não prorrogação das concessões de geração e transmissão

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.

### 36.2.7 Risco de não manter a concessão de distribuição de energia elétrica

O quinto termo aditivo ao contrato de concessão nº 46/1999 da Copel DIS impõe condicionantes de eficiência econômico-financeira e indicadores que consideram a duração e a frequência das interrupções do serviço (DECi e FECi). O descumprimento das condições acarretará 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 Regime restritivo de contratos com partes relacionadas
A partir do 6º ano (2021)	Eficiência econômico-financeira	2 anos consecutivos	Extinção da concessão
	Indicadores de qualidade	3 anos consecutivos	

(a) Em até 180 dias contados do término de cada exercício social, na totalidade da insuficiência que ocorrer para o alcance do Parâmetro Mínimo de Sustentabilidade Econômica e Financeira.

### Metas definidas à Copel Distribuição nos primeiros cinco anos após a prorrogação do contrato de concessão

Ano	Gestão Econômico-Financeira	Realizado	Qualidade - limites <sup>(a)</sup>		Qualidade - realizado	
			DECi <sup>(b)</sup>	FECi <sup>(b)</sup>	DECi	FECi
2016			13,61	9,24	10,80	7,14
2017	LAJIDA $\geq 0$ <sup>(c)</sup>	661.391	12,54	8,74	10,41	6,79
2018	LAJIDA (-) QRR $\geq 0$ <sup>(d)</sup>	550.675	11,23	8,24	10,29	6,20
2019	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} $\leq 1 / (0,8 * SELIC)$ <sup>(e)</sup>	822.386	10,12	7,74	9,10	6,00
2020	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} $\leq 1 / (1,11 * SELIC)$ <sup>(e) (f)</sup>		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.

(f) DECi / FECi realizados em 2020: dados preliminares.

#### 36.2.8 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.

#### 36.2.9 Risco de sobrecontratação e subcontratação de energia elétrica

No modelo regulatório vigente, o processo de compra de energia elétrica pelas distribuidoras é regulado pela Lei nº 10.484/2014 e pelo Decreto nº 5.163/2004, que determinam que a aquisição de energia deve ser em volume necessário para o atendimento de 100% do mercado da distribuidora.

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

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.

#### 36.2.10 Risco quanto à escassez de gás

O mercado de gás natural no Paraná é composto pelos consumidores da Compagás (mercado não termelétrico) e pela Usina Termelétrica de Araucária (UEG Araucária). Este mercado 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.

#### 36.2.11 Risco de não performance dos empreendimentos eólicos

Os contratos de compra e venda de energia por fonte eólica estão sujeitos às cláusulas de performance, as quais preveem uma geração mínima anual e quadrienal da garantia física comprometida no leilão. Os empreendimentos estão sujeitos a fatores climáticos associados às incertezas da velocidade de vento. O não atendimento do que está disposto no contrato pode comprometer receitas futuras da Companhia. Em 31.12.2020 o saldo consolidado registrado no passivo referente a não *performance* está demonstrado na NE nº 29.

#### 36.2.12 Risco relacionado ao preço nas operações de compra e venda de energia

A Companhia opera no mercado de compra e venda de energia com objetivo de alcançar resultados com as variações do preço de energia, respeitados os limites de risco pré-estabelecidos pela Administração. Esta atividade, portanto, expõe a Companhia ao risco do preço futuro da energia.

As operações de compra e venda de energia futuras são reconhecidas pelo valor justo por meio do resultado, 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.

<b>Consolidado</b>	<b>Ativo</b>	<b>Passivo</b>	<b>Saldo líquido</b>
Circulante	51.359	(35.298)	16.061
Não circulante	638.172	(308.108)	330.064
	<b>689.531</b>	<b>(343.406)</b>	<b>346.125</b>

### **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 em 04.03.2021. 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.

<b>Consolidado</b>	<b>Variação no preço</b>	<b>Base 31.12.2020</b>	<b>Cenários projetados</b>		
			<b>Provável</b>	<b>Cenário 1</b>	<b>Cenário 2</b>
Ganhos (perdas) não realizados em operações de compra e venda de energia	Elevação	346.125	350.482	376.211	401.939
	Queda	346.125	350.482	324.753	299.025

#### **36.2.13 Risco de contraparte no mercado de energia**

O mercado livre de energia ainda não possui uma contraparte garantidora de todos os contratos (*clearing house*), de modo que o risco de *default* é bilateral. Desta forma, a Companhia está exposta ao risco de falha na entrega da energia contratada pelo vendedor. Na ocorrência de falha na entrega, a Companhia é obrigada a adquirir energia ao preço do mercado de curto prazo, podendo incorrer ainda em penalidades regulatórias e mesmo em perda do valor pago.

A Companhia possui uma política que 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.

### 36.3 Gerenciamento de capital

A Companhia busca conservar base sólida de capital para manter a confiança do investidor, credor e mercado e garantir o desenvolvimento futuro dos negócios. Procura manter também equilíbrio entre os mais altos retornos possíveis com níveis adequados de empréstimos e as vantagens e a segurança proporcionadas por uma posição de capital saudável. Assim, maximiza o retorno para todas as partes interessadas em suas operações, otimizando o saldo de dívidas e patrimônio.

A Companhia monitora o capital usando um índice representado pela dívida líquida consolidada ajustada, dividido pelo Lucro Antes dos Juros, Imposto de Renda, Depreciação e Amortização - Lajida (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization - Ebitda*) consolidado ajustado dos últimos doze meses. O limite corporativo estabelecido nas escrituras de dívida prevê a manutenção anual do índice abaixo de 3,5, sendo que a eventual expectativa de não conformidade daquele indicador enseja ações por parte da Administração no intuito de corrigir o curso das apurações até o final de cada exercício.

Em 31.12.2020, o índice realizado está demonstrado a seguir:

<b>Consolidado</b>	<b>31.12.2020</b>	<b>31.12.2019</b>
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)
<b>Dívida líquida ajustada</b>	<b>6.412.357</b>	<b>8.407.204</b>
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
<b>Ebitda ajustado</b>	<b>5.069.632</b>	<b>4.177.760</b>
<b>Dívida Líquida Ajustada / Ebitda ajustado</b>	<b>1,26</b>	<b>2,01</b>

#### 36.3.1 Endividamento em relação ao patrimônio líquido:

<b>Endividamento</b>	<b>Controladora</b>		<b>Consolidado</b>	
	<b>31.12.2020</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2020</b>	<b>31.12.2019</b>
Empréstimos e financiamentos	780.514	788.959	3.214.249	3.168.710
Debêntures	803.576	1.118.284	6.837.819	8.540.366
(-) Caixa e equivalentes de caixa	42.700	25.304	3.222.768	2.941.727
(-) Títulos e valores mobiliários	90	90	300.530	282.081
<b>Dívida líquida</b>	<b>1.541.300</b>	<b>1.881.849</b>	<b>6.528.770</b>	<b>8.485.268</b>
Patrimônio líquido	19.959.111	17.252.414	20.250.518	17.598.212
<b>Endividamento em relação ao patrimônio líquido</b>	<b>0,08</b>	<b>0,11</b>	<b>0,32</b>	<b>0,48</b>

## 37 Transações com Partes Relacionadas

Consolidado	Ativo		Passivo		Receita		Custo / Despesa	
Parte Relacionada / Natureza da operação	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
<b>Controlador</b>								
<b>Estado do Paraná</b> - dividendos			749.338	190.664	-	-	-	-
Repasse CRC (NE nº 8)	1.392.624	1.350.685	-	-	341.964	184.229	-	-
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	-	-
Sistema Meteorológico do Paraná - Simepar (c) (d)	2	-	855	705	48	-	(8.573)	(7.087)
<b>Entidades com influência significativa</b>								
<b>BNDES e BNDESPAR</b> - dividendos (e)			568.315	130.204	-	-	-	-
Financiamentos (NE nº 22)	-	-	2.314.166	2.231.409	-	-	(151.850)	(175.461)
Debêntures - Compagás (NE nº 23)	-	-	5.890	11.783	-	-	(1.681)	(1.194)
Debêntures - eólicas (NE nº 23) (f)	-	-	239.249	253.877	-	-	(25.891)	(28.240)
<b>Entidade controlada pelo Estado do Paraná</b>								
<b>Sanepar</b> (c) (g)	223	294	582	311	4.956	4.710	(6.598)	(5.852)
Utilização de água retirada de reservatórios de usinas	-	-	-	-	620	480	-	-
<b>Empreendimentos controlados em conjunto</b>								
<b>Voltaia São Miguel do Gostoso</b> - dividendos	1.032	1.032	-	-	-	-	-	-
<b>Caiuá Transmissora de Energia</b> (c) (h) (i) (j)	261	256	1.401	1.512	3.114	2.792	(16.267)	(14.233)
Dividendos	4.443	4.443	-	-	-	-	-	-
<b>Integração Maranhense Transmissora</b> (i) (j)	-	-	160	161	-	-	(2.029)	(1.938)
Dividendos	3.806	4.306	-	-	-	-	-	-
<b>Matrinchã Transmissora de Energia</b> (i) (j)	-	-	959	829	-	-	(11.259)	(10.137)
Dividendos	34.460	31.793	-	-	-	-	-	-
<b>Guaraciaba Transmissora de Energia</b> (i) (j)	-	-	436	383	-	-	(5.348)	(4.853)
Dividendos	16.281	14.846	-	-	-	-	-	-
<b>Paranaíba Transmissora de Energia</b> (i) (j)	-	-	649	638	-	-	(8.141)	(6.514)
Dividendos	-	5.962	-	-	-	-	-	-
<b>Cantareira Transmissora de Energia</b> (i) (j)	-	-	468	467	-	-	(5.912)	(5.403)
Dividendos	6.547	7.286	-	-	-	-	-	-
<b>Mata de Santa Genebra Transmissão</b> (i) (j) (k)	4.034	2.035	990	10	17.636	16.449	(7.636)	(340)
<b>Coligadas</b>								
<b>Dona Francisca Energética S.A.</b> (l)	13	40	1.436	1.436	162	145	(17.078)	(16.905)
Dividendos	97	-	-	-	-	-	-	-
<b>Foz do Chopim Energética Ltda.</b> (c) (m)	216	209	-	-	2.675	2.538	-	-
<b>Sercomtel S.A. Telecomunicações</b> (n)	-	4.436	-	-	8.299	8.354	(4)	(21)
<b>Pessoal chave da administração</b>								
Honorários e encargos sociais (NE nº 33.2)	-	-	-	-	-	-	(21.935)	(25.860)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 24.3)	-	-	-	-	-	-	(1.116)	(1.560)
<b>Outras partes relacionadas</b>								
<b>Fundação Copel</b> (c)	40	9	-	-	315	285	-	-
Aluguel de imóveis administrativos	-	-	1.836	14.662	-	-	(1.285)	(2.520)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 24.3)	-	-	1.493.614	1.194.936	-	-	-	-
<b>Lactec</b> (c) (o)	5	4	2.747	1.507	771	746	(2.702)	(2.787)
<b>Tecpar</b> (c) (p)	11	-	-	-	862	-	-	-
<b>Celepar</b> (c) (q)	4	-	2	21	51	-	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 preencham os requisitos estabelecidos nos artigos 3.º e 4.º desta lei.

Em março de 2018 foi quitado o montante de R\$ 159.274. Sobre o valor do principal houve incidência de juros, multa e atualização monetária, 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 ampicidade, mapeamento e análise de ventos e descargas atmosféricas.
- e)** O BNDES é controlador da BNDES Participações S.A. - BNDESPAR, que possui ações da Copel (NE nº 31.1). Em 22.12.2018 encerrou a vigência do acordo de acionista entre o Estado do Paraná e o BNDESPAR, assinado em 22.12.1998.
- f)** O BNDES e a BNDESPAR adquiriram o total das debêntures emitidas pelas controladas Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurús 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.

### 37.1 Avais e garantias concedidos às partes relacionadas

Os avais e garantias concedidos pela Copel às suas controladas na emissão de financiamentos e de debêntures são informados nas NEs nºs 22 e 23.

A Copel forneceu garantias financeiras, na modalidade de carta fiança corporativa, para contratos de compra 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
							<b>977.484</b>

(a) Instrumento de garantia com valor fixo, conforme previsão contratual e manifestação formal da instituição financeira.

**Instituição financeira financiadora:** BNDES: (1) (2) (4) (6)

**Destinação:** programa de investimentos

**Aval / Fiança:** prestado pela Copel GeT: (1); prestado pela Copel: (2) (3) (4) (5) (6) (7).

**Garantias da operação:** penhor das ações de propriedade da Copel GeT nos empreendimentos.

Seguro Garantia de Fiel Cumprimento Empresa	Término da vigência	Importância segurada	% aval Copel GeT	Valor do aval
Matrinchã Transmissora	15.02.2029	90.000	49,0	44.100
Mata de Santa Genebra	28.02.2022	78.300	50,1	39.228
				<b>83.328</b>

## 38 Compromissos

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

<b>Consolidado</b>	<b>31.12.2020</b>	<b>31.12.2019</b>
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

## 39 Seguros

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

<b>Consolidado</b>	<b>Término</b>	<b>Importância</b>
<b>Apólice</b>	<b>da vigência</b>	<b>segurada</b>
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.

## 40 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa

### 40.1 Transações que não envolvem caixa

Dentre as movimentações ocorridas na rubrica de ativos de contrato, especificadas nas NEs nº 11.1 e 11.2, as aquisições totalizaram R\$ 1.406.454 (R\$ 1.039.234 em 31.12.2019). Deste valor, R\$ 104.834 (R\$ 48.068 em 31.12.2019) 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 18.2, as aquisições de imobilizado totalizaram R\$ 273.823 (R\$ 551.162 em 31.12.2019). Deste valor, R\$ 21.773 (R\$ 52.446 em 31.12.2019) correspondem ao montante de compras efetuadas a prazo e ainda não quitadas até o final do exercício.

Conforme a NE nº 28.1, 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.

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

## **41 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 CPC 31- 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.

<b>31.12.2020</b>	<b>Controladora</b>	<b>Consolidado</b>
<b>Ativos classificados como mantidos para venda</b>		
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
Investimentos	758.742	-
Outros créditos	-	7.037
	<b>758.742</b>	<b>1.230.546</b>
<b>Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda</b>		
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
	-	<b>756.405</b>

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, foi desconsiderado na NE nº 30.2.

Portanto, as receitas, custos e despesas bem como a movimentação de fluxo de caixa resultantes desses ativos e passivos foram apresentados 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 foram cessadas 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 item 25 do CPC 31.

O detalhamento destes valores está apresentado nos quadros a seguir:

<b>Demonstração de Resultados das Operações Descontinuadas</b>	<b>Controladora</b>		<b>Consolidado</b>	
	<b>31.12.2020</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2020</b>	<b>31.12.2019</b>
Receita operacional líquida	-	-	355.843	375.028
Custos Operacionais	-	-	(100.684)	(296.028)
<b>Lucro operacional bruto</b>	-	-	<b>255.159</b>	<b>79.000</b>
Despesas com vendas	-	-	(31.244)	(31.286)
Despesas gerais e administrativas	-	-	(21.333)	(23.010)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	-	-	(50.518)	(136.310)
Resultado da equivalência patrimonial	80.221	(88.321)	-	-
	<b>80.221</b>	<b>(88.321)</b>	<b>(103.095)</b>	<b>(190.606)</b>
<b>Lucro (prejuízo) antes do res. financeiro e tributos</b>	<b>80.221</b>	<b>(88.321)</b>	<b>152.064</b>	<b>(111.606)</b>
Resultado Financeiro	-	-	(33.378)	(33.122)
<b>Lucro (prejuízo) operacional</b>	<b>80.221</b>	<b>(88.321)</b>	<b>118.686</b>	<b>(144.728)</b>
Imposto de renda e contribuição social	-	-	(43.108)	36.335
<b>Lucro líquido (prejuízo) do período</b>	<b>80.221</b>	<b>(88.321)</b>	<b>75.578</b>	<b>(108.393)</b>

<b>Demonstração dos Fluxos de Caixa das Operações Descontinuadas</b>	<b>Controladora</b>		<b>Consolidado</b>	
	<b>31.12.2020</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2020</b>	<b>31.12.2019</b>
Lucro líquido do período	80.221	(88.321)	75.578	(108.393)
Ajustes ao lucro	(80.221)	88.321	282.914	419.093
Variações de ativos e passivos	-	-	(29.941)	(38.821)
Impostos e encargos pagos	-	-	(73.050)	(51.464)
<b>Fluxo de caixa das atividades operacionais</b>	-	-	<b>255.501</b>	<b>220.415</b>
Aquisições de imobilizado e intangível	-	-	(60.590)	(175.569)
<b>Fluxo de caixa das atividades de investimento</b>	-	-	<b>(60.590)</b>	<b>(175.569)</b>
Ingressos de debêntures emitidas	-	-	-	210.000
Amortizações empréstimos, debêntures e arrendamentos	-	-	(20.038)	(9.260)
<b>Fluxo de caixa das atividades de financiamento</b>	-	-	<b>(20.038)</b>	<b>200.740</b>
<b>Variação no caixa e equivalentes de caixa</b>	-	-	<b>174.873</b>	<b>245.586</b>

<b>Demonstração do Valor Adicionado das Operações Descontinuadas</b>	<b>Controladora</b>		<b>Consolidado</b>	
	<b>31.12.2020</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2020</b>	<b>31.12.2019</b>
<b>Valor Adicionado a Distribuir</b>				
Receitas	-	-	555.051	639.420
( - ) Insumos adquiridos de terceiros	-	-	(141.549)	(444.355)
( - ) Depreciação e amortização	-	-	(141.768)	(143.109)
( + ) Valor adicionado transferido	80.221	(88.321)	28.444	24.165
	<b>80.221</b>	<b>(88.321)</b>	<b>300.178</b>	<b>76.121</b>
<b>Distribuição do Valor Adicionado</b>				
Pessoal	-	-	-	-
Governo	-	-	188.340	128.574
Terceiros	-	-	58.879	55.940
Acionistas	80.221	(88.321)	52.959	(108.393)
	<b>80.221</b>	<b>(88.321)</b>	<b>300.178</b>	<b>76.121</b>

## 42 Eventos subsequentes

### 42.1 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.

### 42.2 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 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 identificado 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.

#### **42.3 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 31.4.1.

#### **42.4 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 42.3, 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 31.1.

#### **42.5 Indenização de ativos RBSE**

Em 22.04.2021 a Aneel anunciou a reprogramação de pagamentos de indenizações dos ativos da rede básica existente - RBSE, não amortizados ou depreciados, das transmissoras com contratos renovados em 2013, para reduzir pressões tarifárias resultantes dos efeitos da pandemia de coronavírus. Os pagamentos ocorrerão no período de oito anos e de forma gradativa e serão menores nos ciclos 2021/2022 e 2022/2023.

A Aneel considera como primeiro ano da reprogramação o ciclo tarifário atual (2020/2021), que termina no dia 30.06.2021. Neste ciclo serão pagos R\$ 8,3 bilhões às transmissoras, equivalentes a 16,45% de amortização. No próximo ciclo (2021/2022) será adotado um patamar mínimo de pagamento que não aumenta o saldo devedor, mas tem amortização nula. No ciclo 2022/2023, a taxa de amortização da dívida será de 3% e do quarto ao oitavo ano (ciclos 2023/2024 a 2027/2028) o valor deve ser constante, com taxas de amortização de 16,11% ao ano e com estabilidade de fluxo de caixa.

De acordo com a Aneel, os valores homologados sofrerão apenas atualizações monetárias pelo índice estabelecido no contrato de concessão, e não devem entrar na revisão periódica de 2023.

#### **42.6 Programa de UNITS**

Em 23.04.2021, o Conselho de Administração homologou a conversão de ações e a formação de certificados de depósito de ações (“UNITS”) no âmbito do 1º Programa de Conversão de Ações e Formação de Certificados de Depósito de Ações. Durante o período de solicitação, os acionistas não controladores pediram a conversão de 362.580.947 ações ordinárias em ações preferenciais classe “B”, a conversão de 139.520 ações preferenciais classe “A” em ações preferenciais classe “B”, a conversão total de 82.330.391 ações preferenciais classe “B” em ações ordinárias; e a formação de 248.134.108 UNITS, na central depositária de ativos. Adicionalmente, o Estado do Paraná, na qualidade de acionista controlador, requereu a conversão de 115.969.784 ações ordinárias em ações preferenciais classe “B” e a formação de 28.992.446 “UNITS”, no ambiente escritural. Consequentemente, após as conversões, o Estado mantém sua participação de 31,1% no capital total da Companhia, sendo 5,3% em “UNITS”.

Desse modo, o Conselho de Administração aprovou a homologação do capital social, totalmente subscrito e integralizado, no montante de R\$10.800.000 que, depois da conversão de ações, passou a ser representado por 2.736.553.750 ações, sem valor nominal, sendo 1.054.090.460 ações ordinárias, 3.128.000 ações preferenciais classe “A”, e 1.679.335.290 ações preferenciais classe “B”; e a formação total de 277.126.554 “UNITS”.

As “UNITS” foram creditadas aos acionistas no dia 26.04.2021, data em que passaram a ser efetivamente negociadas no mercado de bolsa da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão sob o código CPLE11.

#### **42.7 Pagamento de dividendos**

Em 30.04.2021 ocorreu o pagamento de dividendos aos acionistas, no total de R\$ 1.250.000. O saldo remanescente dos proventos aprovados na Assembleia Geral de 29.04.2021 serão creditados aos acionistas até o final do exercício de 2021.