

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 2020



COPEL
Companhia Paranaense de Energia



PARANÁ
GOVERNO DO ESTADO

Companhia Paranaense de Energia

CNPJ/MF 76.483.817/0001-20

Companhia de Capital Aberto - CVM 1431-1

www.copel.com copel@copel.com

Rua Coronel Dulcídio, 800, Batel - Curitiba - PR

CEP 80420-170

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO
E
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2020

SUMÁRIO

MENSAGEM DO DIRETOR PRESIDENTE	3
1. A COMPANHIA	6
2. GOVERNANÇA CORPORATIVA	11
2.1. Estrutura de Governança	11
2.2. Integridade	13
2.3. Pandemia de Covid-19	17
3. DESEMPENHO OPERACIONAL.....	18
3.1. Análise macroeconômica	18
3.2. Ambiente regulatório	18
3.3. Segmentos de Negócios	26
4. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO	42
4.1. Receita Operacional Líquida	42
4.2. Custos e Despesas Operacionais.....	43
4.3. EBITDA ou LAJIDA	45
4.4. Resultado Financeiro	46
4.5. Valor Adicionado	46
4.6. Endividamento	46
4.7. Lucro Líquido	47
4.8. Distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio	47
4.9. Ações.....	48
4.10. Inadimplência de Consumidores.....	48
4.11. Programa de Investimentos.....	49
4.12. Pesquisa & Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética - PEE.....	49
5. SUSTENTABILIDADE E RESPONSABILIDADE CORPORATIVA	51
5.1. Gestão da Sustentabilidade	51
5.2. Recursos humanos	52
5.3. Fornecedores.....	54
5.4. Clientes.....	54
6. BALANÇO SOCIAL.....	56
7. COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA.....	59

MENSAGEM DO DIRETOR PRESIDENTE

Em 2020, vivenciamos uma crise sem precedentes no Brasil e no mundo. Enfrentamos um inimigo invisível, que causou perdas, afetou a economia e obrigou a humanidade a se reinventar. Tivemos o enorme desafio de conciliar medidas de proteção à saúde com a atividade produtiva. Mas chegamos ao final do ano com a consciência de missão cumprida: um resultado excepcional para a Companhia, para os investidores, para o setor elétrico e para o Paraná.

Diante da pandemia, atuamos rapidamente e pautamos nossas ações em quatro pilares. Em primeiro lugar, priorizamos a saúde e a segurança dos nossos empregados, com a implementação de home-office para a maior parte deles e a adoção de medidas de prevenção rigorosas para os profissionais que continuaram trabalhando em campo. Em segundo lugar, atuamos para garantir a continuidade das atividades essenciais à população. A Companhia organizou uma força-tarefa e continuou atuando em todas as frentes para fornecer energia de qualidade a mais de 11 milhões de paranaenses.

Também fizemos a nossa parte para contribuir no combate ao novo coronavírus. A Companhia doou R\$ 5 milhões para a compra de kits de testes e máscaras destinados aos profissionais da linha de frente no Paraná. Além disso, com a campanha Fatura Solidária, nos comprometemos a fazer novas doações a cada cliente que optasse pela fatura digital ou cadastrasse o débito automático.

Em terceiro lugar, acompanhamos as medidas regulatórias e ajudamos a liderar um movimento pela criação da Conta Covid, que injetou liquidez no setor elétrico e ajudou a preservar o caixa das empresas do setor, ao mesmo tempo em que beneficiou os consumidores ao aliviar impactos da crise na conta de luz. Outro importante tema que avançou em direção ao seu desfecho foi a Lei nº 14.052, Lei do GSF, sancionada em 08.09.2020, a qual estabeleceu novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica, aguardando ainda a homologação final dos cálculos pela CCEE e Aneel.

Em julho transitou em julgado uma ação judicial que desobriga a Companhia a recolher Pis e Cofins sobre o ICMS que incide na tarifa de energia elétrica, o que permitiu uma redução real na conta de luz. Somado a todos os esforços, em quarto lugar, atuamos fortemente para preservar o caixa da Companhia. Tudo isso sem deixar de fazer a lição de casa: gestão de custos austera, execução do plano de investimentos e foco em produtividade.

O resultado foi o maior lucro da história da Copel, de R\$ 3,9 bilhões, batendo o recorde de 2019, que era o maior até então. Além disso, temos o orgulho de destacar que, mais uma vez, a Copel cumpriu rigorosamente sua meta de investimentos, com obras em geração, transmissão e distribuição de energia, contribuindo para fortalecer o setor elétrico e prover infraestrutura de qualidade para o desenvolvimento do país.

Ao definir o foco de nossa atuação na área de energia, concluímos, em leilão realizado na B3, o desinvestimento na Copel Telecom. O valor de arremate com a venda da subsidiária foi de R\$ 2,39 bilhões, obtendo um ágio de 70,94%, quase R\$ 1 bilhão a mais do que o valor mínimo estipulado. O processo

encontra-se sob análise do CADE e Anatel, aguardando aprovações regulatórias. Trata-se da primeira privatização do governo do Paraná em 20 anos, realizada com transparência e eficiência.

Na área de distribuição de energia, realizamos o maior investimento em obras da história da Copel: mais de R\$ 1 bilhão utilizados para ampliar e modernizar a rede do Estado, valor que será incluído na base de remuneração da Companhia. Esses investimentos ajudam a tornar o Paraná um dos estados mais pujantes, com destaque para a atividade agroindustrial. Para isso, construímos neste ano 2.807 quilômetros de redes trifásicas no programa Paraná Trifásico. Ao todo, serão 25 mil quilômetros de novas redes trifaseadas na área rural do estado e R\$ 2,1 bilhões investidos no programa até 2025.

Em setembro, lançamos o Rede Elétrica Inteligente, o maior programa de modernização de redes de distribuição no país. Com investimentos de R\$ 820 milhões até 2023, a iniciativa vai automatizar as redes de energia e a leitura do consumo em todo o Estado, garantindo fornecimento de energia com qualidade equivalente àquela dos países mais desenvolvidos para a população paranaense.

No setor de geração, trabalhamos para construir empreendimentos que reforcem o sistema elétrico e aumentem a oferta de energia ao país. Avançamos na construção da PCH Bela Vista, no sudoeste do Estado, e ultrapassamos a marca de 90% das obras concluídas. Este empreendimento está absorvendo R\$ 217 milhões em investimentos. Com potência instalada de 29 MW, a usina vai entrar em operação já em 2021.

No final do ano, iniciamos a instalação de um novo parque eólico no Rio Grande do Norte, o Complexo Eólico Jandaíra. O projeto está recebendo R\$ 411 milhões em investimentos e vai começar a produzir energia em 2022. Dividido em quatro parques eólicos, o complexo soma 90,1 MW. Juntos, a PCH Bela Vista e o complexo eólico vão produzir energia suficiente para atender cerca de 400 mil pessoas.

Em transmissão, a Companhia concluiu a construção e colocou em operação a linha de transmissão de 500 kV Araraquara 2 – Fernão Dias, com 241 quilômetros de extensão. O empreendimento pertence à Mata de Santa Genebra Transmissão S.A., que tem como acionistas a Copel Geração e Transmissão, com 50,1% e Furnas, com 49,9% de participação. Esta linha vai aumentar a Receita Anual Permitida - RAP do empreendimento em cerca de R\$ 52,1 milhões, em adição aos R\$ 161,2 milhões autorizados pelos ativos que já estão em operação, equivalente a uma RAP de R\$ 213,3 milhões, o que corresponde a 87,5% da receita total do empreendimento.

A Copel Mercado Livre, subsidiária de comercialização de energia, passou por um processo de reposicionamento e já é a quarta maior comercializadora em volume de energia comercializada no País, com um aumento de 49% em 2020. A Companhia obteve permissão para a venda de energia para Argentina e para o Uruguai e assinou contrato de venda de energia a órgãos públicos no Estado do Paraná, garantindo receita para os próximos anos e contribuindo para a economia aos cofres públicos.

Internamente, a Copel trabalhou para diminuir custos e aumentar a produtividade. Ao longo de 2020, lançamos duas edições do Programa de Demissão Incentivada, com desligamento de 480 empregados, o

que representa uma redução de cerca de 7% no quadro de empregados. A expectativa é de uma economia em torno de R\$ 68 milhões nos custos a partir de 2021 e de mais R\$ 9 milhões a partir de 2022.

Para sermos ainda mais produtivos e estarmos alinhados às práticas de mercado, criamos um programa de Meritocracia. Com metas claras e objetivas para todos os empregados e remuneração variável associada ao cumprimento dessas metas, lançamos uma nova era de eficiência para a Companhia, valorizando o esforço e a produtividade dos empregados.

A Copel também trabalhou fortemente para que sua atuação esteja alinhada a uma economia de baixo carbono. As ações da Companhia passaram a compor a carteira do Índice Carbono Eficiente (ICO2) da B3, demonstrando o comprometimento com a transparência de suas emissões.

Nos próximos anos, a Copel seguirá com investimentos fortes. Do R\$ 1,9 bilhão de investimento aprovado para 2021 nos setores de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, R\$ 1,2 bilhão será aplicado na ampliação e reforço do sistema de distribuição de energia no Paraná. Continuaremos a fortalecer o trabalho de gestão de custos e de governança, com o objetivo adentrar o nível 2 de governança corporativa da B3.

Por fim, acreditamos que os resultados obtidos são um enorme estímulo para continuarmos a trabalhar em busca de resultados ainda melhores, fortalecendo nosso papel no Paraná, no setor elétrico, uma empresa com negócios em 10 estados, preocupada com seus consumidores, empregados e em contribuir para o desenvolvimento do Brasil.

Daniel Pimentel Slaviero

Presidente da Copel

1. A COMPANHIA

A Copel foi criada em outubro de 1954 e atua com tecnologia de ponta nas áreas de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia, além de telecomunicações e gás natural.

Opera um abrangente e eficaz sistema de energia elétrica, com parque gerador próprio de usinas, linhas de transmissão, subestações, linhas e redes elétricas do sistema de distribuição, e um moderno sistema de telecomunicações, que integra todas as cidades do Estado, esse último em descontinuidade por desinvestimento (vide nota explicativa nº 41 das demonstrações financeiras).

Embora esteja sediada em Curitiba, no Paraná, a Copel está presente em 10 estados brasileiros, conforme mapa a seguir:



• Referencial Estratégico

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

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

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

Valores:

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

• Participação no Mercado

Principais produtos (%)	Brasil	Região Sul	Paraná
Geração de energia elétrica ⁽¹⁾	⁽²⁾ 2,9	⁽³⁾ 19,8	⁽³⁾ 47,8
Transmissão de energia elétrica ⁽⁴⁾	2,2	12,1	24,2
Distribuição de energia elétrica ⁽⁵⁾	⁽⁶⁾ 6,2	⁽⁶⁾ 33,3	⁽⁷⁾ 97,0
Distribuição de gás	2,3	25,06	56,8
Telecomunicações ⁽⁸⁾	0,6	2,9	7,8

⁽¹⁾ Capacidade instalada. Não incluídas as participações da Copel e as usinas eólicas

⁽²⁾ Considerada apenas a parcela pertencente ao Brasil da Usina de Itaipú

⁽³⁾ A Usina de Itaipú não é considerada na região Sul

⁽⁴⁾ O mercado refere-se à Receita Anual Permitida - RAP

⁽⁵⁾ Mercado fio de distribuição

⁽⁶⁾ Fonte: Empresa de Pesquisa Energética - EPE

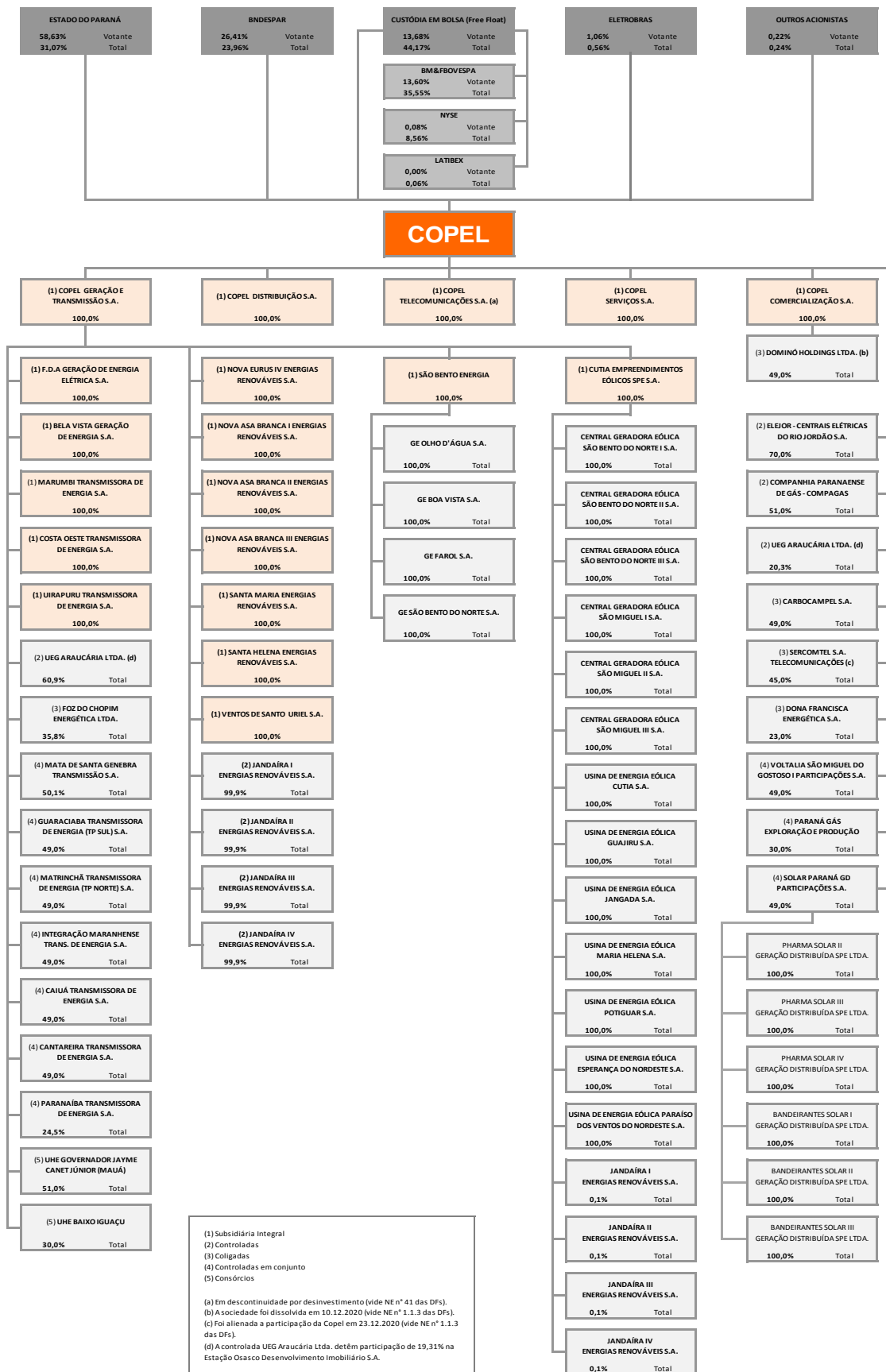
⁽⁷⁾ Dado estimado

⁽⁸⁾ Número de acessos

• Prêmios e certificações em 2020

Prêmios / Certificações	Certificador
FTSE4Good Index Series - Reconhecimento do desempenho de empresas quanto às suas políticas e práticas ambientais, sociais e de governança corporativa	Bolsa de Valores de Londres
ISE B3 (Índice de Sustentabilidade Empresarial)	B3
Ibovespa B3	B3
ICO2 (Índice Carbono Eficiente)	B3
MSCI Brazil - Índice Morgan Stanley Capital Internacional	Morgan Stanley
Prêmio CIER - Melhor Distribuidora (categoria prata)	Comisión de Integración Energética Regional - CIER América Latina
Prêmio Aneel de Ouvidoria - Primeiro lugar	Aneel
Selo Clima Paraná Ouro	Governo do Estado do Paraná
2ª melhor empresa do ramo de energia	Melhores e maiores - Revista Exame
Prêmio 100 maiores do Estado - 1º lugar	Revista Amanhã
Prêmio 500 maiores do sul - 3º lugar	Revista Amanhã
Certificado Empresa Cidadã - informações apresentadas no relatório Social	Conselho Regional de Contabilidade do Rio de Janeiro, Sistema Firjan e Fecomércio
Prêmio Abraconee de Melhor Divulgação de Informações Contábeis do exercício de 2019 - 2º lugar na categoria Companhia de grande porte do setor de energia elétrica	Associação Brasileira dos Contadores do Setor de Energia Elétrica - Abraconee
Prêmio Sesi ODS - Prevenção e combate a pandemia da Covid-19 e ações pós-pandemia	Sesi - Serviço Social da Indústria
Certificação GPTW e Ranking entre as melhores empresas do Paraná para Copel Geração e Transmissão (15º) e Copel Distribuição (13º)	Great Place to Work

- **Organograma societário em 31.12.2020**



• Copel em Números

	2020	2019	variação %
Indicadores Contábeis			
Ativo total	46.784.664	38.312.550	22,1
Caixa e equivalentes de caixa	3.222.768	2.941.727	9,6
Títulos e valores mobiliários	300.530	282.081	6,5
Dívida total	9.946.012	11.572.093	(14,1)
Dívida líquida	6.422.714	8.348.285	(23,1)
Receita operacional bruta	25.939.794	24.691.379	5,1
Deduções da receita	7.306.545	8.822.134	(17,2)
Receita operacional líquida	18.633.249	15.869.245	17,4
Custos e despesas operacionais	14.573.530	12.673.715	15,0
Equivalência patrimonial	193.547	106.757	81,3
Resultado das atividades	4.059.719	3.195.530	27,0
Ebitda ou Lajida	5.263.179	4.253.013	23,8
Resultado financeiro	866.271	(455.364)	(290,2)
IRPJ/CSLL	1.285.365	675.661	90,2
Lucro operacional	5.119.537	2.846.923	79,8
Lucro líquido proveniente de operações em continuidade	3.834.172	2.171.262	76,6
Lucro líquido do exercício	3.909.750	2.062.869	89,5
Patrimônio líquido	20.250.518	17.598.212	15,1
Juros sobre o capital próprio	807.500	643.000	25,6
Dividendos	211.057	-	-
Dividendo adicional proposto de reserva de lucros não capitalizadas	1.507.449	-	-
Indicadores Econômico-Financeiros			
Liquidez corrente (índice)	1,2	1,5	(20,0)
Liquidez geral (índice)	1,0	0,9	11,1
Margem do Ebitda ou Lajida (Ebitda ou lajida/receita operacional líquida) (%)	28,2	26,8	5,2
Lucro por ação - Ações ordinárias	1,36237	0,69440	96,2
Lucro por ação - Ações preferenciais classe "A"	1,73753	0,85790	102,5
Lucro por ação - Ações preferenciais classe "B"	1,49860	0,76388	96,2
Valor patrimonial por ação - R\$ (patrimônio líquido/quantidade de ações) (a)	7,4	6,4	15,6
Dívida total sobre o patrimônio líquido (%)	49,1	65,8	(25,4)
Margem operacional (lucro operacional/receita operacional líquida) (%)	27,5	17,9	53,6
Margem líquida (lucro líquido/receita operacional líquida) (%)	21,0	13,0	61,5
Participação de capital de terceiros (%)	56,7	54,1	4,8
Rentabilidade do patrimônio líquido (%) ⁽¹⁾	22,2	12,6	76,2

⁽¹⁾ LL ÷ (PL inicial)

(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 o total de ações passou de 273.655.375 para 2.736.553.750. O valor patrimonial por ação de 2019 e de 2020 já considera esta nova quantidade de ações.

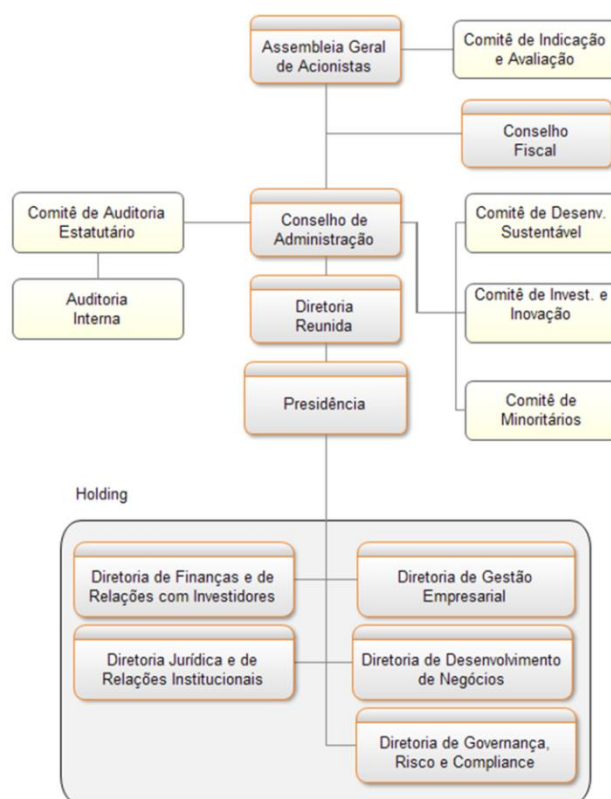
2. GOVERNANÇA CORPORATIVA

A governança corporativa da Copel abrange um conjunto eficiente de mecanismos, tanto de incentivos quanto de monitoramento, a fim de assegurar que o desempenho dos administradores esteja sempre alinhado com o melhor interesse da Companhia, dos stakeholders e do governo paranaense. Atualmente a Copel está listada no Nível 1 de Governança da B3 (bolsa de valores do Brasil), atende aos dispositivos das Leis Federais nº 6.404/1976 e nº 13.303/2016, às regras da Comissão de Valores Mobiliários - CVM e às demais legislações aplicáveis no Brasil. No exterior, a Companhia cumpre as normas *da Securities and Exchange Commission* - SEC e da New York Stock Exchange - NYSE, nos Estados Unidos; e do Latibex, da *Bolsa y Mercados Españoles*, na Espanha. O sistema de governança corporativa da Copel incorpora também a governança das subsidiárias integrais, conforme estabelecido em contrato de compartilhamento. Os principais documentos e políticas de governança da Companhia podem ser conferidos no endereço eletrônico da Copel.

Para aferir a maturidade e o nível da qualidade de sua governança corporativa, a Copel adota as principais práticas de mercado e compara seu desempenho conforme as referências mundiais e nacionais: Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE B3); metodologia de avaliação da *Corporate Sustainability Assessment*, da S&P Global (*Dow Jones Sustainability Index* – DJSI); Selo Pró-Ética; e Certificação do Programa de Governança de Estatais da B3. Nesta última iniciativa, a Copel mantém a certificação desde 2018, sendo a única empresa a obter a pontuação máxima (60 pontos), atendendo todas as exigências estabelecidas no regulamento. O desempenho da Copel na iniciativa da B3 é estrategicamente monitorado pelo Conselho de Administração e compõe o Programa por Desempenho da Diretoria. A Companhia também continua a integrar a carteira ISE B3 em 2021, com pontuação recorde em seu histórico – 79 pontos na média de todos os quesitos avaliados.

2.1. Estrutura de Governança

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



Assembleia geral de acionistas

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

Comitê de indicação e avaliação

Órgão de caráter permanente e tem por finalidade auxiliar os acionistas, verificando a conformidade do processo de indicação e avaliação dos administradores, conselheiros fiscais e membros de Comitês Estatutários, nos termos da legislação vigente.

Conselho Fiscal

Órgão permanente que analisa e opina sobre as demonstrações financeiras e fiscaliza os atos dos administradores. É formado por cinco membros titulares e igual número de suplentes, eleitos pela Assembleia Geral de Acionistas para mandato de dois anos.

Conselho de Administração - CAD

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

Diretoria reunida

Órgão executivo responsável pelas funções executivas, com atribuição privativa de representar a Companhia, de acordo com atribuições e deveres estabelecidos no Estatuto Social da Companhia.

Comitê de Auditoria Estatutário

Órgão formado por cinco membros, sendo todos independentes. Tem como atribuições principais fiscalização, revisão, supervisão, acompanhamento e, quando cabível, apresentação de recomendações sobre atividades da Companhia. Também é responsável pelo monitoramento do Canal de Denúncias.

Comitê de Minoritários

Com a finalidade proposta de analisar e emitir recomendações e pareceres sobre transações entre a Companhia e o acionista controlador, incluindo suas autarquias e/ou fundações quando fora do curso normal dos negócios da Copel e no âmbito das atribuições do Conselho de Administração.

Comitê de Investimento e Inovação

A finalidade do Comitê de Investimento e Inovação, será a de analisar e emitir recomendações acerca dos planos de investimento da Companhia, visando conferir maior robustez ao processo de análise de investimentos pelo Conselho de Administração, sendo ele único para a Companhia, suas subsidiárias e controladas, diretas ou indiretas.

Comitê de Desenvolvimento Sustentável

Órgão com a finalidade de auxiliar o Conselho de Administração na proposição de diretrizes, políticas e princípios relativos à gestão de pessoas e ao desenvolvimento sustentável da Companhia, de suas subsidiárias integrais e sociedades controladas, direta ou indiretamente.

A descrição completa da estrutura administrativa e demais informações relevantes estão disponíveis em www.copel.com, na página Institucional.

2.2. Integridade

• Programa de Integridade

Um ano depois da promulgação da lei Anticorrupção (Lei nº 12.846/2013) e seu decreto nº 8.420, que definiram obrigações e previsão de sanções, a Copel criou seu Programa de Integridade, instrumento que permite a gestão integrada dos controles internos, constituindo ambiente planejado para fornecer garantia razoável de que as autorizações e registros das transações contábeis sejam realizados adequadamente, possibilitando, dessa forma, a elaboração e a divulgação de relatórios financeiros em conformidade com as normas vigentes.

O Programa de Integridade da Copel tem o objetivo de prevenir, detectar e remediar possíveis atos lesivos que envolvam, por exemplo, a ocorrência de suborno, propina, conflito de interesses, fraudes em processos de licitação e pagamentos, entre outros. Suas regras são aplicáveis a todos os empregados, administradores e conselheiros.

As diretrizes da Copel para o tratamento de conflitos de interesses estão descritas nos estatutos sociais e nos regimentos internos dos órgãos estatutários, segundo a legislação aplicável, política específica e as melhores práticas de governança corporativa do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC. A

Política de Transação com Partes Relacionadas e Conflitos de Interesses indica as regras para que as transações entre partes relacionadas sejam realizadas no melhor interesse da Copel e de suas subsidiárias integrais, fundamentadas em princípios de independência, competitividade, conformidade, transparência, equidade e comutatividade. O documento é aplicável também, como recomendação, também às controladas e controladas em conjunto, e indicado para as empresas coligadas e outras participações societárias, respeitado seus trâmites societários.

Código de Conduta

O Código de Conduta está em vigor desde 2003 e é revisado periodicamente, passando também por consulta pública a cada quatro anos. O documento incorpora os valores da Copel, os princípios do Pacto Global da ONU e de governança corporativa e apresenta conjunto de condutas referentes aos temas de integridade, conformidade, transparência, segurança e saúde, responsabilidade social e ambiental, respeito e relacionamento com os diversos segmentos do meio em que a Companhia atua.

O código é o instrumento orientador dos atos de todas as pessoas que exercem atividades em nome da Copel e suas participações societárias, estabelecendo parâmetros de conduta para empregados, membros da diretoria, dos Conselhos e dos Comitês, estagiários, fornecedores, prestadores de serviços e contratados. Destaca-se que o descumprimento de seus princípios e compromissos sujeita o indivíduo às penalidades previstas em norma de disciplina funcional.

O documento é amplamente divulgado para empregados e administradores da Copel e entregue mediante protocolo de recebimento e também está disponível a todas as partes interessadas no Portal de *Compliance*.

Treinamentos de integridade

A Copel disponibiliza a todos os empregados e administradores treinamentos sobre o Código de Conduta, na modalidade de ensino a distância. As atividades foram desenvolvidas com base nas avaliações de riscos de fraude e corrupção, com o objetivo de atingir as áreas e processos de negócios mais vulneráveis.

Para os administradores, o treinamento é dividido em módulos, em que são abordadas questões relativas ao documento; à Lei Anticorrupção; às Políticas de Transações com Partes Relacionadas e Conflitos de Interesses, de Gestão de Riscos, entre outras; ao Controle Interno; e à gestão estratégica de riscos empresariais.

Os empregados participam do Programa Embaixadores do Compliance, dentro do qual, em 2020, foram realizadas a capacitação de profissionais das mais diversas áreas, tratando o tema de forma específicas às atividades de atuação. Ao todo, participaram 598 pessoas.

Os responsáveis pelos controles internos também passam anualmente por treinamento específico promovido pela Diretoria de Governança, Risco e Compliance em parceria com a UniCopel (universidade corporativa da Companhia).

Práticas anticorrupção

Os processos operacionais são avaliados anualmente quanto aos riscos relacionados a erros ou fraudes que possam interferir nos resultados das demonstrações financeiras. Os controles internos são submetidos a testes pela auditoria interna e pelo auditor independente. Com a mesma periodicidade, as áreas de Gestão de Riscos e Compliance elaboram a Matriz de Riscos de Fraude e Corrupção, com o propósito de identificar os riscos e sua relação com os processos de negócio da Companhia.

Visando adotar as melhores práticas anticorrupção, a Copel aderiu em 2014, à declaração Chamada à Ação para os Governos no Combate à Corrupção e, no ano seguinte, ao Pacto Empresarial pela Integridade e Contra a Corrupção. A Companhia manifestou, ainda, seu apoio ao movimento da Agenda 2030 da ONU, no esforço de promover a sustentabilidade, a conduta ética e as melhores práticas de governança corporativa, bem como baseia seus princípios na Carta de Princípios de Responsabilidade Social, na Convenção da ONU contra a Corrupção e nas diretrizes da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico - OCDE. Além disso, cabe ressaltar que a Copel é signatária do Pacto Global das Nações Unidas, cujos princípios englobam o combate à corrupção em todas as suas formas.

• Canais de denúncia

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

- Canal de Denúncias: gerido por empresa contratada por meio de processo licitatório, integrando um conjunto de medidas adotadas com o objetivo de fortalecer a governança da Companhia. Todas as denúncias são tratadas de forma sigilosa. A Copel incentiva a realização de denúncias sobre fraudes, corrupção, descumprimento de leis, normas ou diretrizes do Código de Conduta, e demais atos ilícitos ou irregularidades que envolvam finanças, auditoria ou contabilidade. O canal garante proteção, preservação da identidade do manifestante e resposta à denúncia. Está disponível 24 horas por dia, sete dias por semana, por meio do endereço <https://www.copel.com/canaldedenuncias/> (nos idiomas Português e Inglês) ou, pelo telefone: 0800 643 5665.
- Conselho de Orientação Ética - COE: Órgão consultivo que aprecia e emite orientação em processos relacionados à conduta ética na Companhia, com prazo máximo de 90 dias para resposta final. Aberto aos públicos interno e externo e está disponível no endereço <https://www.copel.com/canaldedenuncias>
- Comissão de Análise de Denúncias de Assédio Moral - Cadam: atende e apoia todo empregado vítima de assédio moral em seu ambiente de trabalho. As informações são confidenciais e tanto o denunciante como o denunciado têm garantia de preservação de identidade. Aberto aos públicos interno e externo e está disponível no endereço <https://www.copel.com/canaldedenuncias>
- Ouvidoria Copel Distribuição: está disponível no telefone 0800 647 0606 e também no e-mail ouvidoria@copel.com. Além disso, está apta a receber as comunicações pessoalmente, em dias úteis no

horário das 8h00 às 18h00, ou por meio de correspondência enviada a seu endereço, na Rua Professor Brásílio Ovidio da Costa, 1703, Santa Quitéria, CEP: 80310-130, em Curitiba – Pr.

- Ouvidoria Copel Telecomunicações: está disponível no telefone 0800 649 3949 e no e-mail ouvidoriatelecom@copel.com, estando apta a receber as manifestações pessoalmente, em dias úteis no horário das 8h00 às 18h00, ou por meio de correspondência enviada a seu endereço, na Rua José Izidoro Biazetto, 158 Bloco A Sala 6 – Mossunguê 81.200-240 – Curitiba – PR.

- **Auditoria Externa**

Nos termos estabelecidos pela Instrução nº 381/2003 da Comissão de Valores Mobiliários - CVM, em norma interna de Governança Corporativa e sob a revisão e supervisão do Comitê de Auditoria, a Companhia e suas subsidiárias integrais possuem contrato com a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes desde 21.03.2016, para prestação de serviços de auditoria das demonstrações financeiras. Os trabalhos necessários à avaliação do ano fiscal se estenderão até 30.06.2021, data que corresponderá ao seu termo, não podendo ser mais prorrogado. Em 2020 foi realizado processo licitatório para nova contratação de serviços de auditoria externa e a vencedora do certame foi a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes. O valor previsto de contratação para o período 2021-2022 é de R\$ 4,2 milhões.

A Companhia troca a empresa responsável pela auditoria de suas demonstrações financeiras seguindo o critério de rodízio dos auditores independentes, conforme a Instrução CVM nº 308/1999.

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

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

Nos termos estabelecido pelo artigo 2º da Instrução CVM nº 381/03, a Copel informa que a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, auditoria independente da Companhia e de suas controladas, prestou serviços não relacionados à auditoria independente, durante o exercício encerrado em 31.12.2020, conforme segue:

Natureza	Contratação	Duração
Revisão de Procedimentos Fiscais	21.03.2020	12 meses
Revisão de Procedimentos Fiscais na UEG Araucária	02.07.2020	12 meses
Revisão factual de documentação comprobatória - UHE Colíder	21.03.2019	12 meses

A Companhia contratou um total de R\$ 276,5 mil referente aos serviços descritos acima, o que equivale a aproximadamente 8% dos honorários relativos aos de serviços de auditoria externa contratados para 2020.

2.3. Pandemia de Covid-19

A alta administração da Companhia atuou de forma tempestiva diante da pandemia de Covid-19 para dar suporte e clareza à tomada de decisão e gestão da crise, de forma a 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. Para tal, estabeleceu uma Comissão de Contingência, para atuar com base em quatro pilares:

- segurança das pessoas;
- continuidade das atividades essenciais;
- monitoramento das orientações e exigências dos órgãos reguladores; e
- preservação das condições financeiras adequadas para suportar a crise

O objetivo é manter integralmente as operações da infraestrutura de energia elétrica, telecomunicações e gás, mediante rígido protocolo de segurança no sentido de preservar a saúde dos profissionais; garantir acesso seguro aos locais de trabalho; manter o distanciamento necessário entre indivíduos nos ambientes; reforçar as rotinas de higiene e disponibilizar equipamentos de proteção individual.

Entre as principais iniciativas nesse sentido, estão a adoção do trabalho remoto nas áreas onde é possível, a restrição de viagens, a realização de reuniões por videoconferência, o acompanhamento diário do quadro de saúde e bem-estar dos empregados e o cumprimento dos protocolos de contingência. A higienização das dependências da Companhia foi intensificada, o álcool gel 70% disponibilizado nos mais diversos pontos e os empregados do grupo de risco foram prontamente afastados.

Além disso, a Copel passou a emitir boletins epidemiológicos com dados estatísticos do Paraná e da Companhia. Empregados com sintomas gripais ou que tiveram contato com casos suspeitos ou confirmados de coronavírus passaram a ser afastados. A equipe de enfermagem passou a registrar, monitorar e acompanhar todos os casos de empregados sintomáticos, contatos ocupacionais e empregados com confirmação de contágio. Estes últimos, assim como os com suspeita, estão sendo assistidos pelo médico do trabalho em teleconsulta. A testagem dos casos suspeitos foi disponibilizada pela Copel, por exame sorológico.

A comissão segue atuante em 2021, principalmente nas questões de saúde e segurança do trabalho relacionadas à pandemia, sem deixar de atender plenamente suas operações.

3. DESEMPENHO OPERACIONAL

3.1. Análise macroeconômica

As restrições impostas à atividade econômica para contenção da pandemia do Covid-19 influenciaram diretamente as expectativas de retomada do crescimento econômico em 2020. As medidas de contenção da crise implementadas pelo Governo Federal amenizaram os efeitos da crise, mas não foram suficientes para equilibrar a redução do consumo experimentado pelos diversos setores da economia. O setor industrial refletiu imediatamente a retração do consumo mas apresentou gradual recuperação a partir do segundo semestre do ano, com dinâmicas distintas em cada setor produtivo. Alguns setores como de fabricação de produtos alimentícios mantiveram taxas de produção física positivas, porém, por outro lado, segmentos como o da fabricação de veículos automotores, reboques e carrocerias experimentaram quedas expressivas próximo de 30%. O setor de comércio se apropriou rapidamente da adesão de novos clientes no chamado comércio digital, mas o setor de serviços refletiu bruscamente a necessidade de isolamento social imposto pela pandemia. Apesar da deterioração das condições econômicas, o produto interno bruto registrou queda menos intensa do que as projetadas nos primeiros meses da pandemia.

Em âmbito regional, a industrial paranaense registrou bons resultados a partir do segundo semestre do ano e a expectativa é de que tenha um desempenho acima da média nacional. A indústria de alimentos, assim como observado na média brasileira, foi o setor industrial que apresentou os melhores resultados. A maior safra de soja registrada no Paraná foi fator preponderante para a expansão da agropecuária, que, aliado a injeção de recursos do auxílio emergencial contribuíram sobremaneira nos resultados esperados para o PIB estadual. O setor de serviços refletiu as retrações em diversas atividades, mas o indicador acompanhado pelo IBGE vem apresentando trajetória de recuperação.

3.2. Ambiente regulatório

Em decorrência da pandemia de Covid-19, o ano de 2020 foi bastante atípico. Em 20.03.2020, por meio do Decreto Legislativo nº 6, foi reconhecida a ocorrência do estado de calamidade pública, com efeitos até 31.12.2020 e, na mesma data, foi publicado o Decreto nº 10.282 (complementado pelo Decreto nº 10.288, de 22.03.2020) que regulamentou a Lei nº 13.979/2020, tratando das medidas de enfrentamento do novo coronavírus, entre elas definições quanto o funcionamento dos serviços públicos e as atividades essenciais, destacando-se os serviços de geração, de transmissão e de distribuição de energia elétrica.

Diante deste cenário, por meio da Portaria nº 117/2020, de 18.03.2020, o Ministério de Minas e Energia - MME, instituiu Comitê de Crise do âmbito do Ministério, enquanto perdurar o estado de emergência de saúde pública de importância internacional, para articular, coordenar, monitorar, orientar e supervisionar as providências e medidas a serem adotadas no âmbito do MME, seus Órgãos e Entidades vinculados, bem como pelos Agentes dos Setores cujas atividades são reguladas pelas Agências afetadas ao Ministério. Dentre outras medidas, a Portaria nº 117/2020 buscou orientar, no caso do setor elétrico, a adoção de medidas específicas para a preservação da segurança e da adequabilidade do suprimento de energia

elétrica em condições de atendimento às necessidades da população, da indústria e do comércio, observando, rigorosamente, os protocolos de operação segura.

Em linha com as orientações da Portaria nº 117/2020 do MME, a Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel instituiu por meio da Portaria nº 6335/2020, o Gabinete de Monitoramento da Situação Elétrica, com o objetivo de identificar efeitos da pandemia no mercado de energia elétrica e monitorar a situação econômico-financeira e de demanda e oferta de energia, além de coordenar estudos de propostas em prol da preservação do equilíbrio nas relações entre agentes do setor.

De forma a assegurar a continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica, mesmo diante da esperada redução da capacidade de pagamento das faturas pelas famílias em decorrência da pandemia do novo coronavírus, mas sem abandonar a segurança das equipes operacionais e de atendimento das concessionárias de distribuição de energia em meio a este cenário de pandemia, a Aneel emitiu, em 24.03.2020, a Resolução Normativa nº 878/2020, consolidando as primeiras medidas da Agência no intuito de garantir o fornecimento de energia elétrica de determinadas classes de unidades consumidoras que perderam as condições de se manterem adimplentes por conta da situação de calamidade pública, em especial unidades consumidoras relacionadas ao fornecimento de energia aos serviços e atividades considerados essenciais, de que tratam os decretos federais nº 10.282 e nº 10.288, ambos de 2020.

Em 08.04.2020, foi emitida pelo Governo Federal a Medida Provisória nº 950 que dispôs sobre medidas temporárias emergenciais destinadas ao setor elétrico para enfrentamento do estado de calamidade pública, estabelecendo, no período de 1º de abril a 30 de junho de 2020, 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. Para tanto, preveu-se 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, 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 18.05.2020, foi emitido no âmbito federal, o Decreto nº 10.350, que regulamentou a Medida Provisória nº 950, de 08.04.2020 e dispôs sobre a criação da Conta-Covid destinada a receber recursos para cobrir déficits ou antecipar receitas de distribuidoras, e regular a utilização do encargo tarifário da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, para fins de pagamentos e recebimentos de valores destinados a cobrir ou diferir custos decorrentes da pandemia de Covid-19. Por meio da Resolução nº 885, de 23.06.2020, a Aneel, estabeleceu critérios e procedimentos para gestão da Conta-Covid.

Os valores dos recursos da Conta-Covid repassados para as concessionárias de distribuição foram operacionalizados pela CCEE ao longo de 2020, considerando para tanto a existência de saldo positivo no referido fundo. A medida representa a antecipação de cerca de R\$ 2,0 bilhões reservados para alívio futuro de encargos para as distribuidoras do ambiente de contratação regulada - ACR e para mais de 7 mil

agentes do ambiente de contratação livre - ACL, beneficiando toda a cadeia (geração, transmissão e distribuição) na manutenção de suas obrigações junto ao setor elétrico.

O Despacho nº 2.177, emitido pela Aneel em 24.07.2020, fixou os valores a serem repassados à Copel Distribuição, até 31.07.2020, nas contas correntes vinculadas ao repasse de Modicidade Tarifária da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, referentes aos ativos regulatórios declarados no Termo de Aceitação e contabilizados de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, das competências de abril a junho de 2020.

Ainda em 26.05.20, por meio do Despacho nº 1.511/2020, a Aneel suspendeu, em caráter excepcional e temporário, a aplicação da sistemática de acionamento do sistema de Bandeiras Tarifárias, prevista no Submódulo 6.8 do Proret; e acionou bandeira verde, até 31.12.2020, consonante ao período estipulado no Decreto nº 10.350/2020, para cobertura de custos do setor elétrico com recursos da Conta-Covid. Essa situação vigorou até 30.11.2020, sendo revogada pela Aneel através do Despacho nº 3.364/2020, emitido nesta mesma data.

Em função da pandemia de Covid-19, as propostas para o aprimoramento do arcabouço legal e regulatório do Setor Elétrico, discutidas desde 2017 pelo MME com agentes do setor e sociedade e intensificadas em 2019, tiveram seu andamento comprometido ao longo de 2020, caso dos Projetos de Lei - PL nº 1917/2015 e PLS nº 232/2016, que dispõem sobre questões como o modelo comercial do setor elétrico, a portabilidade da conta de luz e as concessões de geração de energia elétrica. A pandemia também trouxe comprometimento no andamento dos trabalhos da Comissão Especial da Câmara dos Deputados, constituída em agosto de 2019, para propor o Código Brasileiro de Energia Elétrica, que objetiva reunir toda a legislação que hoje está dispersa em portarias de diversos órgãos governamentais.

No entanto, algumas ações que estavam em discussão há vários anos, caso do PL nº 4476/2020, denominado "PL do Gás", que objetiva instaurar um novo marco regulatório para o setor de gás no país, apresentou avanços, sendo aprovada pelo plenário do Senado em 10.12.2020, voltando à Câmara dos Deputados para a análise final.

Outro importante tema que teve que avançou em direção ao seu desfecho foi a Lei nº 14.052, Lei do GSF, sancionada em 08.09.2020, a qual estabeleceu novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica, alterando o artigo 2º da Lei nº 13.203, de 08.12.2015, dentre outras medidas. Este tema, foi regulamentado infralegalmente por meio da Resolução Normativa nº 895, de 1.12.2020, na qual a Aneel estabeleceu a metodologia para cálculo da compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, regulamentando a repactuação do risco hidrológico, buscando equacionar a questão do GSF e dos débitos em aberto na CCEE, permitindo o retorno da normalidade e de maior liquidez no Mercado de Curto Prazo de energia elétrica, em troca da extensão em até sete anos dos prazos de outorgas de usinas hidrelétricas.

O ano de 2020 também marcou a edição da Medida Provisória nº 998, de 1º.09.2020, denominada pelo governo de "MP do Consumidor", em razão de alterar importantes regras do setor elétrico para atenuar

efeitos ao consumidor em razão dos auxílios concedidos as empresas decorrente da pandemia de Covid-19, como por exemplo, transferindo para a conta CDE, entre os anos 2021 e 2025, 30% dos recursos que as concessionárias de energia elétrica são obrigadas a aplicar em programas de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e de eficiência energética (EE). Não obstante a estes pontos, esta MP também buscou tratar da questão da retirada dos incentivos às fontes renováveis, retirando o desconto nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão (TUST) e distribuição (TUSD) para empreendimentos como pequenas centrais hidrelétricas e usinas com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, sendo mantidos apenas para empreendimentos que solicitarem outorga, no prazo de até doze meses, contado de 1º.09.2020 e que iniciarem a operação de todas as suas unidades geradoras no prazo de até quarenta e oito meses, contados da data da outorga. Além disso, a Medida Provisória nº 998 contemplou diversas outras mudanças no regramento setorial, como no caso do remanejamento de recursos para reduzir as tarifas de energia de consumidores da região Norte, além de outras que alteram regras pontuais do setor elétrico. Importante destacar que, em relação a sua eficácia, após ter sido aprovada pela Câmara dos Deputados em 17.12.2020, aguarda deliberação pelo Senado Federal.

Cabe destacar que em 2020, apesar dos efeitos da pandemia do Covid-19 no setor elétrico, o MME decidiu manter o prazo de entrada em vigência do PLD horário para 1º de janeiro de 2021, estabelecido na Portaria nº 301 de 31.07.2019. Trata-se de uma alteração significativa no mercado de energia elétrica, onde a formação do PLD deixará de ser calculada semanalmente, por patamar de carga e por submercado, partindo para o cálculo em base horária, por submercado.

Desse modo, os processos de planejamento da operação e formação do preço de energia foram aprimorados pela CCEE e pelo ONS a fim de suportar esta mudança no mercado de energia elétrica e a expectativa é de que o PLD horário reduza os encargos de serviço ao sistema - ESS e proporcione novas soluções e produtos para o mercado de energia elétrica, como, por exemplo, adoção do sistema de armazenamento.

Geração

Em 10.03.2020, de modo a racionalizar o arcabouço regulatório para novos empreendimentos, a Aneel consolidou em duas resoluções as normas relacionadas: (i) à aprovação dos Estudos de Inventário Hidrelétrico de bacias hidrográficas, à obtenção de outorga de autorização para exploração de aproveitamentos hidrelétricos, à comunicação de implantação de Central Geradora Hidrelétrica com Capacidade Instalada Reduzida e à aprovação de Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica de Usina Hidrelétrica sujeita à concessão (Resolução Normativa nº 875/2020); (ii) à obtenção de outorga de autorização para exploração e à alteração da capacidade instalada de centrais geradoras Eólicas, Fotovoltaicas, Termelétricas e outras fontes alternativas e à comunicação de implantação de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida (Resolução Normativa nº 876/2020).

Em 2020 o setor de geração também testemunhou grandes avanços em relação ao desfecho para repactuação do risco hidrológico dos empreendimentos de geração de energia elétrica, o *Generation*

Scaling Factor - GSF, através da Lei nº 14.052, de 08.09.2020, posteriormente regulamentada pela Resolução Normativa Aneel nº 895, de 1º.12.2020. O GSF corresponde à relação entre o volume de energia, que é gerado pelas usinas que integram o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE e a garantia física total delas. Caso o volume elétrico gerado seja menor do que a garantia física, as hidrelétricas devem pagar a diferença.

- **Leilões**

Neste ano, em razão dos impactos causados pela pandemia de Covid-19, por meio da Portaria nº 134, de 28.03.2020, e de suas alterações posteriores, o MME adiou, por tempo indeterminado, a realização dos leilões de geração programados para 2020, com exceção leilão de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes (Leilão "A-1" de 2020). Estavam previstos para ocorrer no ano de 2020, dois leilões de energia existente (A-4 e A-5), dois leilões de energia nova (A-4 e A-6) e o leilão para suprimento aos sistemas isolados.

Em relação aos leilões de energia nova, o MME determinou o cancelamento dos certames por meio da Portaria nº 435, de 04.12.2020. Apesar do cancelamento dos leilões, a Portaria definiu o cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Novos Empreendimentos de Geração para os anos de 2021, 2022 e 2023. Para o ano de 2021 estão previstos quatro leilões, sendo dois a serem realizados em junho (A-3 e A-4) e dois em setembro (A-5 e A-6), enquanto para os demais anos serão promovidos dois leilões (A-4 e A-6).

A Portaria nº 436, de 04.12.2020, estabeleceu o cronograma estimado de promoção dos Leilões de Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional - SIN, estando previstos para 2021 os Leilões de Energia Existente, "A-4" e "A-5", a serem realizados em junho de 2021, e "A-1" e "A-2", a serem realizados em dezembro de 2021.

No que se refere ao leilão de suprimento ao sistema isolado, a Portaria nº 341 de 11.09.2020 estabeleceu as diretrizes para o leilão, previsto a ocorrer em 2021.

Transmissão

A respeito do processo de revisão tarifária dos contratos prorrogados nos termos da Lei nº 12.783/2013, detentores de ativos pertencentes à Rede Básica do Sistema Existente - RBSE, previsto de ocorrer em 2018, com atraso de 2 anos e com os efeitos da REN 880/2020 retroagidos ao ano tarifário de 2018, tiveram suas revisões homologadas em junho de 2020. No caso da Copel este processo foi homologado por meio da Resolução Homologatória nº 2.715, de 30.06.2020, para o contrato de concessão nº 060/2001, outorgado à Copel Geração e Transmissão.

Neste processo de revisão, por deliberação da Aneel, a partir do ciclo 2020/2021, a parcela de remuneração do componente financeiro da RBSE passou a ser remunerada pelo custo do capital próprio ("Ke"), conforme

previsto na Portaria MME nº 120/2016. O valor não recebido nos últimos três ciclos anteriores (2017-2020) será incorporado nos próximos 3 ciclos (2020-2023) por meio de Parcela de Ajuste.

Adicionalmente, por meio da Resolução Homologatória nº 2.725, de 14.07.2020, Aneel estabeleceu o reajuste das receitas anuais permitidas - RAPs para os ativos de transmissão de energia elétrica para o ciclo 2020-2021, com vigência a partir de 1º.07.2020 até 30.06.2021. De acordo com a referida resolução, as RAPs dos ativos de transmissão da Copel Geração e Transmissão para o ciclo 2020/2021 passou a ser de R\$ 777,2 milhões, dos quais R\$ 703,4 milhões correspondem à receita dos ativos em operação. Considerando as RAPs homologadas para as Sociedades de Propósito Específicos que a Copel Geração e Transmissão tem participação acionária, o valor total consolidado passou a a ser de R\$ 1.146,0 milhões.

Outro tema de destaque no segmento de transmissão de energia elétrica em 2020 tem sido o projeto de consolidação da regulamentação dos serviços de transmissão, onde a Aneel por meio da Resolução Normativa nº 905/2020 estabeleceu as Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, a vigorar a partir de 1º.01.2021.

Em relação aos leilões, após a suspensão por tempo indeterminado de todos os leilões de geração e transmissão em março de 2020, em razão da pandemia de Covid-19, o MME apresentou o cronograma para realização das licitações de transmissão nos anos de 2020 a 2022 por meio da Portaria nº 279 de 07.07.2020, indicando a realização da sessão pública em dezembro de 2020. De fato, o Leilão de Transmissão Aneel nº 001/2020 ocorreu em 17.12.2020 e obteve todos os 11 lotes arrematados, apresentando o 3º maior deságio médio mais elevado, segundo a Aneel, com desconto médio de 55,2% e tendo como pico uma oferta 70,3% abaixo da RAP máxima permitida.

Comercialização

Após a turbulência que marcou o ano de 2019, com brusca reversão de preços que expôs a fragilidade das empresas comercializadoras que estavam alavancadas e que assumiram riscos maiores do que comportava sua robustez financeira, o ano de 2020 iniciou com relativa retomada da normalidade do setor que aos poucos recuperou os volumes de energia comercializados e a liquidez. O limite de carga dos consumidores para contratação de energia elétrica proveniente de qualquer fornecedor foi reduzido para 2 MW, conforme cronograma estabelecido pelo MME por meio da Portaria nº 514/2018, com o objetivo de tornar o Mercado Livre de Energia mais acessível à sociedade. Assim, o Mercado Livre de Energia vinha em posição favorável, apresentando pleno crescimento e correspondendo a 28% do consumo nacional, com o número de migrações aumentando, assim como a economia dos consumidores livres. Entretanto, a pandemia do Covid-19 trouxe enormes incertezas para o segmento. Segundo o ONS, enquanto o consumo de energia empresarial apresentou reduções por conta da paralização da atividade econômica resultante da pandemia, o consumo residencial apresentou elevações neste mesmo contexto. Com a redução do consumo industrial e a conseqüente queda do preço da energia, gerou-se grande pressão para a renegociação dos contratos de compra e venda de energia, principalmente no que se refere às cláusulas de *take or pay*, inclusive com grande judicialização do tema.

No entanto, a oportunidade de reduzir os custos com a energia elétrica por meio da migração ao Mercado Livre de Energia trouxe acréscimo cerca de 11% de consumidores livres na CCEE, alcançando a segunda maior marca na história. Em 2020, o número de associados à CCEE cresceu 19%, totalizando 10.374 agentes. Neste cenário de pandemia, uma das únicas certezas era a necessidade geral dos consumidores em reduzir ainda mais suas contas de energia.

Em razão da pandemia do Covid-19, boa parte dos leilões de energia organizados pelo MME e pela Aneel foram cancelados, porém não foi motivo para impedir a realização dos leilões de compra de energia pública organizados pelas comercializadoras e permissionárias de energia elétrica.

Desta forma, os leilões permitiram a participação de novos projetos de geração de energia de fontes renováveis, com destaque para a fonte solar, contribuindo para a expansão do Mercado Livre de Energia.

Em 2020, a Copel Mercado Livre realizou o Leilão de Compra de Energia Incentivada Solar e Eólica. Na segunda etapa do leilão, foram contratados 162 MW médios pelo prazo de 13 anos. Para isso, foram habilitados 1970 megawatts (MW) de potência nas fontes eólica e solar, reforçando o apoio ao uso de fontes renováveis. A Copel ainda venceu o leilão da Cooperalliança, que terá um fornecimento de energia elétrica com duração de 17 anos.

A importação e exportação de energia elétrica proveniente da Argentina e Uruguai ganhou destaque no ano de 2020, onde a Aneel aprimorou as regras de comercialização com o propósito de regulamentar as diretrizes para a importação de energia elétrica estabelecidas pela Portaria nº 339/2018.

Em 20.08.2020, o MME, por meio da Portaria nº 315, autorizou a Copel Mercado Livre a exportar energia elétrica para a Argentina e o Uruguai. O intercâmbio de insumo entre os países é extremamente benéfico, já que os recursos energéticos de cada país se complementam.

Em paralelo, a fim de exercer a atividade de carregamento de gás natural, em 03.06, a Copel Mercado Livre recebeu autorização da Agência Nacional do Petróleo, Gás, Natural e Biocombustíveis - ANP, por meio da Autorização nº 380/2020, o que permite oferecer o serviço de carregamento de gás natural no Brasil, complementando assim suas possibilidades mercadológicas ao poder negociar o transporte do gás comercializado pela empresa diretamente com os donos dos gasodutos que passam pelo país, tornando-se apta para ser agente ativo em todos os segmentos do mercado de gás natural assim que as medidas previstas para a abertura deste segmento avançarem.

Distribuição

Em decorrência da calamidade pública atinente à pandemia de coronavírus, a Aneel passou a monitorar alguns indicadores com maior frequência, especialmente os relacionados à inadimplência e à carga consumida, bem como os de atendimento ao consumidor e qualidade do fornecimento.

Também editou regulamentação estabelecendo as medidas para preservação da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, dentre elas:

- proibição da suspensão do fornecimento por inadimplemento para algumas classes de consumo, como residencial, por exemplo;
- suspensão do cancelamento do benefício da Tarifa Social de Energia Elétrica;
- isenção do faturamento complementar, de que trata o art. 105 da REN nº 414/2010, às unidades consumidoras que não registrarem o mínimo de três valores de demanda iguais ou superiores às contratadas;
- determinação para que as distribuidoras adotem diversas providências visando, principalmente, a manutenção do fornecimento de energia elétrica às unidades consumidoras e a suspensão de atendimentos presenciais, dando inúmeras diretrizes à prestação do serviço público de fornecimento de energia elétrica.

Além dessas medidas, o regulador também atuou fortemente no socorro às distribuidoras, criando a “conta-Covid”, visando reduzir o impacto nas contas de luz dos efeitos financeiros que a pandemia trouxe para as empresas do setor elétrico. Para este suporte financeiro, a Aneel, através de resolução, estabeleceu os critérios do empréstimo às distribuidoras, que tem prazo de 60 meses para pagamento. Tecnicamente, a conta-Covid considera como garantias os ativos regulatórios que já constam nos processos tarifários ordinários, ou seja, no cálculo anual dos reajustes das distribuidoras de energia.

Gás

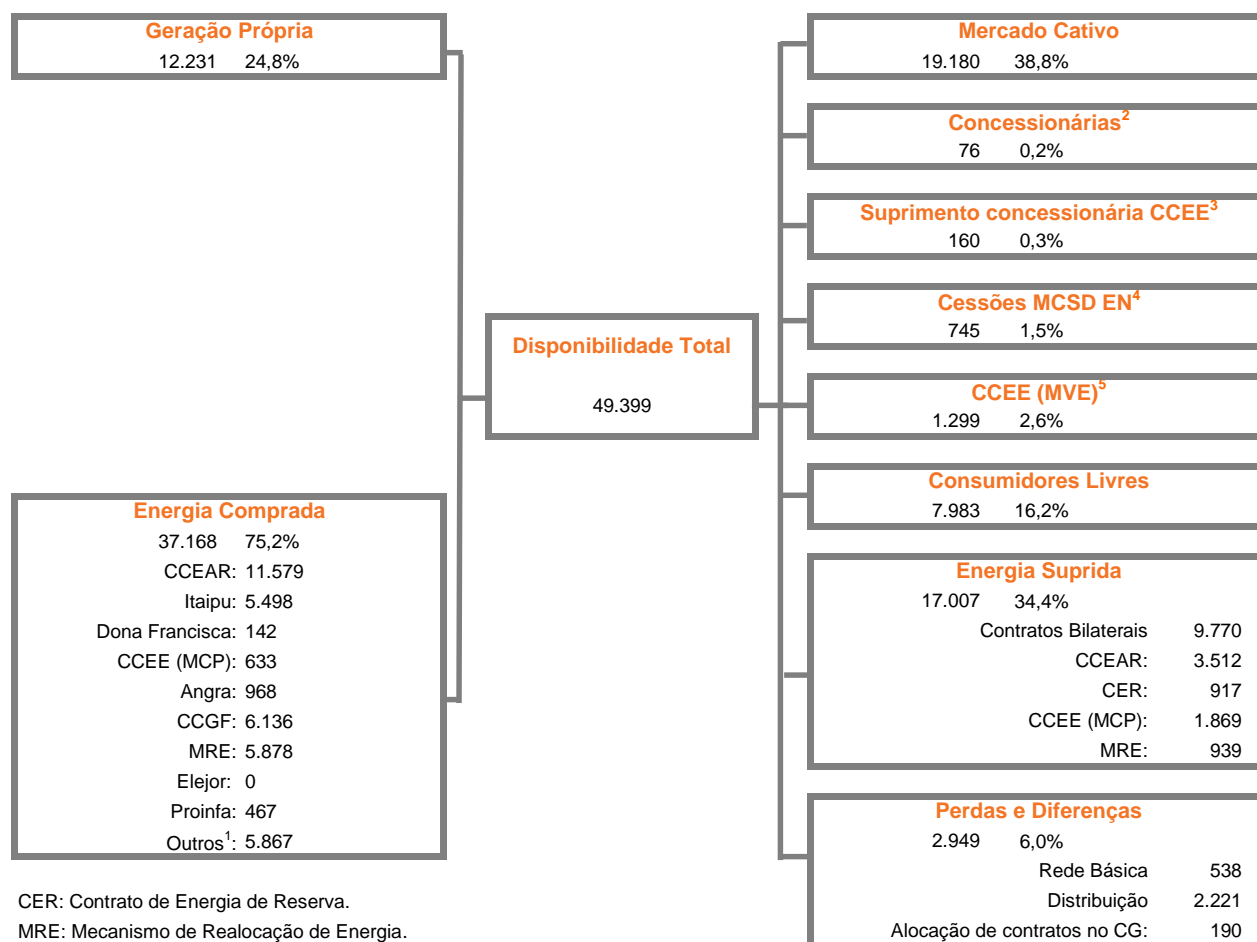
A Companhia Paranaense de Gás - Compagas é a concessionária responsável pela distribuição de gás natural canalizado no Estado do Paraná, cuja concessão foi outorgada em 06.07.1994 por 30 anos. Em 07.12.2017, o Estado do Paraná publicou a Lei Complementar nº 205, trazendo nova interpretação quanto ao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

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

Em 04.12.2020, o Estado do Paraná publicou a Lei Complementar nº 227, revogando o art. 15 da Lei Complementar nº 205, que estabelecia o vencimento do prazo da concessão da Compagas em 20.01.2019.

Aguarda-se o julgamento da ação com a confirmação da tutela provisória reconhecendo a validade da Cláusula 1.1 do Contrato de Concessão, que estabelece o prazo contratual de 30 anos contados do dia 06.07.1994, com término em 06.07.2024.

• Fluxo de Energia (em % e GW/hora)



CER: Contrato de Energia de Reserva.

MRE: Mecanismo de Realocação de Energia.

CCEAR: Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

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

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

¹Outros: Energia comprada pela Copel Comercialização.

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

³Suprimento de energia a distribuidora agente da CCEE, através de Contrato Bilateral Regulado - CBR.

⁴Cessões MCSD EN - Cessões contratuais a outras distribuidoras através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova.

⁵CCEE (MVE): Liquidação financeira de excedentes de energia da distribuidora ao mercado livre através do Mecanismo de Venda de Excedentes.

Não considera a energia produzida pela UTE Araucária vendida no mercado de curto prazo (MCP) ou através de contratos bilaterais.

3.3. Segmentos de Negócios

3.3.1. Geração

A Copel opera 43 usinas próprias e participa em 11 usinas, sendo 23 hidrelétricas, 29 eólicas e duas termelétricas, com capacidade instalada total de 6.399,6 MW e garantia física de 3.018,9 MW médios, conforme quadro:

Usinas em Operação em 31.12.2020 - Características Físicas

Empreendimentos	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)	Propriedade %	Potência Instalada (MW) Proporc.	Garantia Física (MW Médios) Proporc.	Início de Operação Comercial	Vencimento de Outorga
Hidrelétricas							
UHE Gov. José Richa (Salto Caxias) ⁽¹⁾	1.240,0	605,6	100%	1.240,0	605,6	18.02.1999	05.05.2030
UHE Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo) ⁽¹⁾	1.260,0	578,5	100%	1.260,0	578,5	29.09.1992	16.11.2029
UHE Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto (Foz do Areia - FDA) ⁽¹⁾	1.676,0	603,3	100%	1.676,0	603,3	01.10.1980	17.09.2023
UHE Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (GPS)	260,0	109,0	100%	260,0	109,0	03.09.1971	05.01.2046
UHE Gov. Jayme Canet Júnior (Mauá)	363,1	197,7	51%	185,2	100,8	23.11.2012	02.07.2042
UHE Guaricana	36,0	16,1	100%	36,0	16,1	01.01.1957	16.08.2026
UHE Chaminé	18,0	11,6	100%	18,0	11,6	01.01.1930	16.08.2026
PCH Cavernoso II	19,0	10,5	100%	19,0	10,5	15.05.2013	28.02.2046
UHE Apucarantina	10,0	6,7	100%	10,0	6,7	06.04.1949	12.10.2025
UHE Derivação do Rio Jordão	6,5	5,9	100%	6,5	5,9	02.12.1997	15.11.2029
CGH Marumbi	4,8	2,4	100%	4,8	2,4	05.04.1961	⁽²⁾
UHE São Jorge	2,3	1,5	100%	2,3	1,5	01.01.1945	05.12.2024
CGH Chopim I	2,0	1,5	100%	2,0	1,5	28.05.1963	⁽³⁾
UHE Cavernoso	1,3	1,0	100%	1,3	1,0	07.12.1965	07.01.2031
CGH Melissa	1,0	0,6	100%	1,0	0,6	31.01.1966	⁽⁴⁾
CGH Salto do Vau	0,9	0,6	100%	0,9	0,6	01.01.1959	⁽⁴⁾
CGH Pitangui	0,9	0,1	100%	0,9	0,1	01.01.1911	⁽⁴⁾
UHE Baixo Iguçu	350,2	172,4	30%	105,1	51,7	08.02.2019	30.10.2049
UHE Colider	300,0	178,1	100%	300,0	178,1	09.03.2019	17.01.2046
UHE Santa Clara e Fundão ⁽¹⁾	240,3	135,4	70%	168,2	94,8	31.07.2005	28.05.2037
UHE Dona Francisca ⁽¹⁾	125,0	78,0	23%	28,8	17,9	05.02.2001	28.08.2033
PCH Arturo Andreoli	29,1	20,4	36%	10,4	7,3	25.10.2001	24.04.2030
UHE Santa Clara I e Fundão I	6,0	4,9	70%	4,2	3,4	13.08.2005	19.12.2032
Total das Hidrelétricas	5.952,4	2.741,8		5.340,6	2.408,9		
Eólicas							
Santa Maria	29,7	15,7	100%	29,7	15,7	23.04.2015	08.05.2047
Santa Helena	29,7	16,0	100%	29,7	16,0	06.05.2015	09.04.2047
Olho d'Água	30,0	15,3	100%	30,0	15,3	25.02.2015	01.06.2046
São Bento do Norte	30,0	14,6	100%	30,0	14,6	25.02.2015	19.05.2046
Eurus IV	27,0	14,7	100%	27,0	14,7	20.08.2015	27.04.2046
Asa Branca I	27,0	14,2	100%	27,0	14,2	05.08.2015	25.04.2046
Asa Branca II	27,0	14,3	100%	27,0	14,3	15.09.2015	31.05.2046
Asa Branca III	27,0	14,5	100%	27,0	14,5	04.09.2015	31.05.2046
Farol	20,0	10,1	100%	20,0	10,1	25.02.2015	20.04.2046
Ventos de Santo Uriel	16,2	9,0	100%	16,2	9,0	22.05.2015	09.04.2047
Boa Vista	14,0	6,3	100%	14,0	6,3	25.02.2015	28.04.2046
Cutia	23,1	9,6	100%	23,1	9,6	22.12.2018	05.01.2042
Esperança do Nordeste	27,3	9,1	100%	27,3	9,1	29.12.2018	11.05.2050
Guajiru	21,0	8,3	100%	21,0	8,3	29.12.2018	05.01.2042
Jangada	27,3	10,3	100%	27,3	10,3	29.12.2018	05.01.2042
Maria Helena	27,3	12,0	100%	27,3	12,0	29.12.2018	05.01.2042
Potiguar	27,3	11,5	100%	27,3	11,5	29.12.2018	11.05.2050
Paraíso dos Ventos do Nordeste	27,3	10,6	100%	27,3	10,6	05.01.2019	11.05.2050
São Bento do Norte I	23,1	10,1	100%	23,1	10,1	31.01.2019	04.08.2050
São Bento do Norte II	23,1	10,8	100%	23,1	10,8	29.01.2019	04.08.2050
São Bento do Norte III	23,1	10,2	100%	23,1	10,2	09.04.2019	04.08.2050
São Miguel I	21,0	9,3	100%	21,0	9,3	14.02.2019	04.08.2050
São Miguel II	21,0	9,1	100%	21,0	9,1	02.02.2019	04.08.2050
São Miguel III	21,0	9,2	100%	21,0	9,2	14.02.2019	04.08.2050
Palmas	2,5	0,4	100%	2,5	0,4	12.11.1999	29.09.2029
Santo Cristo	27,0	15,3	49%	13,2	7,5	30.06.2015	18.04.2047
Reduto	27,0	14,4	49%	13,2	7,1	26.06.2015	16.04.2047
São João	27,0	14,3	49%	13,2	7,0	30.06.2015	26.03.2047
Carnaúbas	27,0	13,1	49%	13,2	6,4	30.06.2015	09.04.2047
Total das Eólicas	701,0	332,3		645,8	303,2		
Termelétricas							
UTE Figueira ⁽⁵⁾	20,0	10,3	100%	20,0	10,3	08.04.1963	27.03.2019
UTE Araucária ⁽⁶⁾	484,2	365,2	81,2%	393,2	296,5	27.09.2002	23.12.2029
Total das Termelétricas	504,2	375,5		413,2	306,8		
TOTAL DAS FONTES	7.157,6	3.449,6		6.399,6	3.018,9		

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

⁽²⁾ Em processo de homologação na Aneel.

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

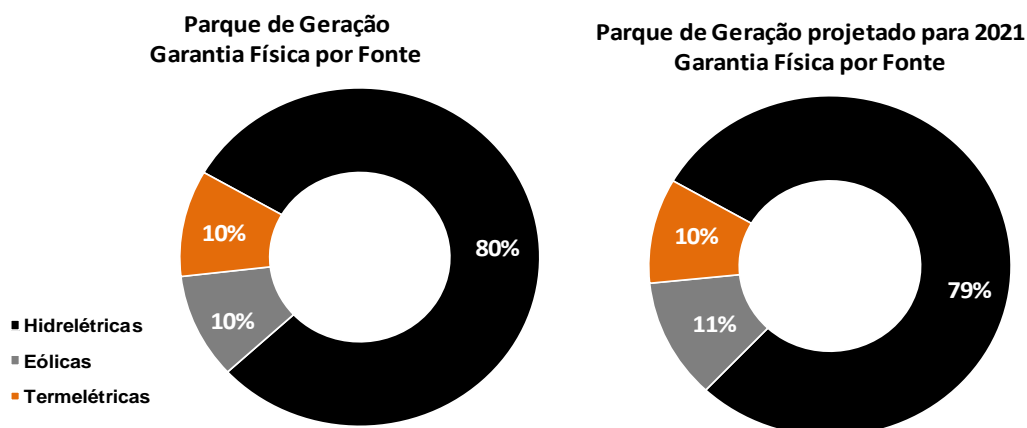
⁽⁴⁾ Registro conforme Despacho Aneel nº 182/2002.

⁽⁵⁾ Em processo de renovação da concessão.

⁽⁶⁾ A Companhia possui participação de 20,3% pela Holding e 60,9% pela Copel GeT.

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

A composição do parque gerador por fonte é a seguinte:



Atualmente a Companhia está concentrando esforços na construção de 6 usinas, que adicionarão 124,9 MW de capacidade instalada e 66,0MW médios de garantia física ao parque gerador:

Projetos de Usinas em Construção - Características Físicas

Empreendimento	Propriedade %	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW médios)	Previsão de Operação Comercial	Vencimento de Outorga
Hidrelétricas					
PCH Bela Vista	100%	29,4	18,4	14.03.2021 14.04.2021 15.05.2021	02.01.2041
Total das Hidrelétricas		29,4	18,4		
Eólicas					
Jandaíra I	100%	10,4	5,3	01.05.2022	02.04.2055
Jandaíra II	100%	24,3	13,5	01.05.2022	02.04.2055
Jandaíra III	100%	27,7	14,6	01.06.2022	02.04.2055
Jandaíra IV	100%	27,7	14,2	01.07.2022	02.04.2055
Total das Eólicas		90,1	47,6		
Solar					
Solar Paraná (fase I)	49%	3,0	não se aplica	11.01.2021	25.02.2046 ^(b)
Solar Paraná (fase II)	49%	2,4	não se aplica	(a)	31.10.2046 ^(b)
Total da Solar		5,4			
Total das Fontes		124,9	66,0		

(a) Não há cronograma para a fase II.

(b) Considerado a vida útil dos empreendimentos, que irão atender o mercado cativo através de geração distribuída para compensação de energia, de acordo com a Resolução Normativa nº 482/2012 da Aneel.

No segmento de geração de energia elétrica, destacamos também:

- **Modernização da Usina Hidrelétrica Governador Bento Munhoz da Richa Netto:** A segunda fase da modernização iniciada em 2011 e com previsão de conclusão em 2021, contempla a reforma das quatro turbinas de 436 MW e a substituição dos reguladores de velocidade e de tensão. Com os incrementos, obteve-se uma turbina com rendimento superior, aumentando a garantia física e reduzindo o custo de manutenção. Os cronogramas de obras e financeiro estão sendo atendidos dentro dos prazos. Essa etapa da modernização irá absorver R\$ 150,0 milhões em investimentos.
- **Modernização da Usina Termelétrica de Figueira:** A Companhia iniciou os trabalhos de modernização em 2015, visando aumentar sua eficiência e reduzir a emissão de gases e partículas resultantes da queima do carvão. A primeira empresa contratada para a execução dos serviços apresentou dificuldades para execução das atividades do contrato, resultando na sua substituição. O novo fornecedor apresentou problemas financeiros e de planejamento, que levaram ao atraso excessivo da obra. Tal situação culminou na deflagração do processo de rescisão contratual em dezembro de 2019, concluído em maio de 2020. Em paralelo com o processo de rescisão contratual, preparou-se a documentação para a licitação da finalização do empreendimento, com a disputa de preços ocorrendo em agosto de 2020. Na sequência ocorreram as fases de avaliação da regularidade e capacidade das proponentes, assim como de recursos administrativos. O resultado do processo foi a contratação de um consórcio com o início dos trabalhos em janeiro de 2021.
- **PCH Bela Vista:** O projeto do aproveitamento hidrelétrico prevê a implantação de uma pequena central hidrelétrica localizada no rio Chopim entre os municípios de Verê e São João, no Paraná. Terá capacidade para produzir 29,81 MW. A obra orçada em R\$ 217,0 milhões vai beneficiar cerca de 100 mil consumidores com energia elétrica e deverá começar a gerar energia já no primeiro semestre de 2021.
- **Eólicas Complexo Jandaíra:** Em 18.10.2019 a Copel Geração e Transmissão, em consórcio com a subsidiária Cutia Empreendimentos Eólicos, participou do leilão de geração de energia nova A-6, e vendeu 14,4 MW médios do Complexo Eólico Jandaíra. O montante de energia vendida representa 30% da garantia física, sendo que o restante da energia foi comercializada através de contratos no ambiente livre. Com um investimento estimado em R\$ 411,0 milhões, o Complexo Eólico Jandaíra, que terá 90,1 MW de capacidade instalada e garantia física de 47,6 MWm, será construído no Rio Grande do Norte, região na qual a Copel já possui outros ativos de geração eólica, o que proporcionará sinergias operacionais com os empreendimentos que já estão em operação. Após a emissão das licenças ambientais as obras tiveram seu início no mês de janeiro de 2021, sendo que a entrada em operação ocorrerá, de forma escalonada, a partir de maio de 2022 e concluída em julho de 2022.
- **Complexo eólico Solar Paraná:** Implantação de um complexo com 6 usinas fotovoltaicas na zona rural do Município de Bandeirantes, no Paraná, com potência somada de até 5,36 MWp, e enquadradas como Geração Distribuída, de acordo com a Resolução Normativa nº 482/2012 da Aneel e suas revisões. Três usinas com potência de 3 MWp atenderão uma rede de farmácias do Estado do Paraná em autoconsumo remoto e entrarão em operação em 1º.03.2021. As outras 3 usinas serão implantadas em

2021 e atenderão clientes em autoconsumo remoto ou geração compartilhada.

3.3.2. Transmissão

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

A Companhia detém propriedade integral e participa de concessões de transmissão em operação, correspondente a 7.443 km de linhas de transmissão, com potência de transformação de suas subestações na ordem de 20.674 MVA. A seguir a composição das linhas e subestações de transmissão em operação:

Linhas e Subestações de Transmissão em Operação

Linhas e Subestações de Transmissão		Propriedade	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início de Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Linhas e Subestações próprias					3.135	14.202		
Contrato nº 060/2001	Instalações de transmissão diversas ⁽¹⁾		Ambos	Diversas	2.114	12.352	Diversos	01.01.2043
Contrato nº 075/2001	LT Bateias - Jaguariaíva		CS	230 kV	137	-	01.11.2003	17.08.2031
Contrato nº 006/2008	LT Bateias - Pilarzinho		CS	230 kV	32	-	14.09.2009	17.03.2038
Contrato nº 027/2009	LT Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste		CS	525 kV	116	-	06.12.2012	19.11.2039
Contrato nº 010/2010	LT Araraquara 2 - Taubaté		CS	500 kV	334	-	27.07.2018	06.10.2040
Contrato nº 015/2010	SE Cerquillo III		-	230/138 kV	-	300	01.06.2014	06.10.2040
Contrato nº 022/2012	LT Londrina - Figueira C2		CS	230 kV	92	-	30.06.2015	27.08.2042
	LT Foz do Chopim - Salto Osório C2		CS	230 kV	10	-		
Contrato nº 002/2013	LT Assis - Paraguaçu Paulista II		CD	230 kV	42	-	25.01.2016	25.02.2043
	SE Paraguaçu Paulista II		-	230 kV	-	200		
Contrato nº 005/2014	LT Bateias - Curitiba Norte		CS	230 kV	31	-	29.07.2016	29.01.2044
	SE Curitiba Norte		-	230/138 kV	-	300		
Contrato nº 021/2014	LT Foz do Chopim - Realeza		CS	230 kV	52	-	05.03.2017	05.09.2044
	SE Realeza		-	230/138 kV	-	150		
Contrato nº 022/2014	LT Assis - Londrina C2		CS	500 kV	122	-	05.09.2017	05.09.2044
Contrato nº 006/2016	SE Medianeira Norte		-	230/138 kV	-	300	09.06.2019	07.04.2046
	SE Andirá Leste		-	230/138 kV	-	300	07.09.2019	07.04.2046
	SE Curitiba Centro		-	230/138 kV	-	300	04.09.2019	07.04.2046
	LT Curitiba Centro - Uberaba C1		CS	230 kV	8	-	04.09.2019	07.04.2046
	LT Curitiba Centro - Uberaba C2		CS	230 kV	8	-	04.09.2019	07.04.2046
	LT Baixo Iguaçu - Realeza Sul		CS	230 kV	37	-	04.08.2019	07.04.2046
Sociedades de Propósito Específico					4.608	6.472		
Costa Oeste Transmissora de Energia S.A.		100,0%						
Contrato nº 001/2011	LT Cascavel Norte - Cascavel Oeste		CS	230kV	30	-		
Contrato nº 001/2012	LT Cascavel Norte - Umuarama Sul		CS	230 kV	130	-	31.08.2014	12.01.2042
	SE Umuarama		-	230/138 kV	-	300	27.07.2014	
Caiuá Transmissora de Energia S.A.		49,0%						
Contrato nº 007/2012	LT Umuarama - Guaíra		CS	230 kV	105	-	12.05.2014	10.05.2042
	LT Cascavel Oeste - Cascavel Norte		CS	230 kV	37	-	02.07.2014	
	SE Santa Quitéria - SF6		-	230/138/13,8 kV	-	400	01.06.2014	
	SE Cascavel Norte		-	230/138 kV	-	300	02.07.2014	
Marumbi Transmissora de Energia S.A.		100,0%						
Contrato nº 008/2012	LT Curitiba - Curitiba Leste		CS	525 kV	29	-	28.06.2015	10.05.2042
	SE Curitiba Leste		-	525/230 kV	-	672		
Integração Maranhense e Transmissora de Energia S.A.		49,0%						
Contrato nº 011/2012	LT Açailândia - Miranda II		CS	500 kV	365	-	02.12.2014	10.05.2042
Matrinchã Transmissora de Energia (TP NORTE) S.A.		49,0%						
Contrato nº 012/2012	LT Paranatinga - Ribeirãozinho		CD	500 kV	355	-	29.07.2016	10.05.2042
	LT Paranaíta - Cláudia		CD	500 kV	297	-		
	LT Cláudia - Paranatinga		CD	500 kV	354	-		
	LT Sinop - Intersecção Santa Carmen		CD	500 kV	21	-		
	SE Paranaíta ⁽²⁾		-	500 kV	-	-		
	SE Cláudia ⁽²⁾		-	500 kV	-	-		
	SE Paranatinga (Compensador Estático) ⁽²⁾		-	500 kV	-	300		
	SE Sinop		-	500 kV	-	-		
Mata de Santa Genebra Transmissão S.A.		50,1%						
Contrato nº 001/2014	SE Santa Bárbara D'Oeste (Compensador Estático / Mvar)			440kV	-	300	30.04.2019	14.05.2044
	SE Itatiba (Compensador Estático / Mvar)			500 kV	-	300	28.02.2020	
	SE Fernão Dias			500/440 kV	-	3.600	07.02.2020	
	LT Bateias - Itatiba			500 kV	414	-	05.03.2020	
	LT Araraquara 2 - Itatiba			500 kV	222	-	24.03.2020	
	LT Araraquara 2 - Fernão Dias			500 kV	249	-	03.05.2020	
Guaraciaba Transmissora de Energia S.A.		49,0%						
Contrato nº 013/2012	LT Ribeirãozinho - Rio Verde Norte C3		CS	500 kV	240	-	30.08.2016	10.05.2042
	LT Rio Verde Norte - Marimbondo II		CD	500 kV	345	-		
	SE Marimbondo II ⁽²⁾		-	500 kV	-	-		
	SE Rio Verde (Compensador Estático)		-	500 kV	-	300		
Paranaíba Transmissora de Energia S.A.		24,5%						
Contrato nº 007/2013	LT Barreiras II - Rio das Éguas		CS	500 kV	239	-	30.01.2017	02.05.2043
	LT Rio das Éguas - Luziânia		CS	500 kV	368	-		
	LT Luziânia - Pirapora 2		CS	500 kV	346	-		
Cantareira Transmissora de Energia S.A.		49,0%						
Contrato nº 019/2014	LT Estreito - Fernão Dias		CD	500 kV	342	-	05.03.2018	05.09.2044
Uirapuru Transmissora de Energia S.A.								
Contrato nº 02/2005	LT Ivaiporã - Londrina ESUL	100,0%	CS	500 kV	120	-	09.07.2006	04.03.2035
Total					7.743	20.674		

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

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

As concessões de transmissão em operação geram atualmente uma RAP à Copel Geração e Transmissão de R\$ 1.146,0 bilhão, proporcional à sua participação nos empreendimentos. Atualmente a Companhia concentra esforços na linha Curitiba Leste-Blumenau, que adicionará 142 km de extensão ao conjunto de linhas e subestações de transmissão próprios e em parceria, conforme quadro a seguir:

Projeto de Linha de Transmissão - Características Físicas

Linha de Transmissão	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Previsão de Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Contrato nº 006/2016 LT Curitiba leste - Blumenau	CS	525 kV	142	04.03.2021	07.04.2046

• Obras de transmissão:

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

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

O contrato de concessão contempla ainda a linha de transmissão 525 kV Curitiba Leste - Blumenau com previsão de operação comercial para março de 2021, que sozinha representa cerca de R\$ 38,5 milhões de RAP. Considerando os demais empreendimentos já em operação, todo o lote de empreendimentos representa uma RAP para a Copel na ordem de R\$ 119,0 milhões.

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

- **Resolução Autorizativa nº 5.711/2016:** implantação, na subestação 230 kV Figueira, do 1º banco de capacitores 138kV - 15 Mvar, com investimento de R\$ 4,8 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 0,8 milhão, a partir da entrada em operação comercial, concretizada em setembro de 2020.
- **Resolução Autorizativa nº 5.834/2016:** implantação, na subestação 230 kV Apucarana, do banco de capacitores 138 kV - 30 Mvar, com investimento de cerca de R\$ 5,5 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 0,9 milhão a partir da entrada em operação comercial, concretizada em setembro de 2020.
- **Resolução Autorizativa n.º 7.384/2018:** implantação de reforços nas subestações 230 kV Realeza Sul,

São Mateus do Sul, Pato Branco, Ponta Grossa Sul, Londrina ESU e Ibiporã, com investimento de cerca de R\$ 111,0 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 15,0 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujos prazos previstos pela Aneel o 2º semestre de 2021 e o 1º semestre de 2022.

- **Resolução Autorizativa n.º 7.515/2018:** implantação de reforços nas subestações 230 kV Cascavel, Ponta Grossa Norte, Umbará, Maringá e Uberaba, com investimento de cerca de R\$ 70,0 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 9,5 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujos prazos previstos pela Aneel são o 2º semestre de 2021 e o 1º semestre de 2022.
- **Resolução Autorizativa n.º 8.543/2020:** recapacitação da linha de transmissão 230 kV Pilarzinho – Santa Mônica e implantação de reforços nas subestações 230 kV Santa Mônica e Pilarzinho, com investimento de cerca de R\$ 32,5 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 4,2 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é janeiro de 2023.
- **Resolução Autorizativa n.º 9.219/2020:** implantação de reforços na subestação 230 kV Guaíra, com investimento de cerca de R\$ 38,85 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 5,97 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é abril de 2024.
- **Resolução Autorizativa n.º 9.564/2020:** implantação de reforços na subestação 230 kV Sarandi, com investimento de cerca de R\$ 21,0 milhões e RAP de aproximadamente R\$ 3,4 milhões, a partir da entrada em operação comercial, cujo prazo previsto pela Aneel é junho de 2023.

3.3.3. Distribuição

A Copel Distribuição é uma das mais destacadas distribuidoras de energia do setor elétrico do país. Sua área de concessão abrange 1.113 localidades, pertencentes a 394 municípios do Paraná e um em Santa Catarina, Porto União. Os municípios de Guarapuava e Coronel Vivida são atendidos parcialmente.

- **Linhas e Subestações**

Em 2020, foram conectadas subestações para reforçar o sistema elétrico de distribuição, melhorando a qualidade e aumentando a disponibilidade de energia aos consumidores. As obras de novas subestações e ampliações adicionaram aproximadamente 338,02 MVA ao sistema de distribuição e as novas linhas de alta tensão concluídas no período adicionaram 177,1 km de linhas de transmissão de 138kV.

- **Qualidade de Fornecimento**

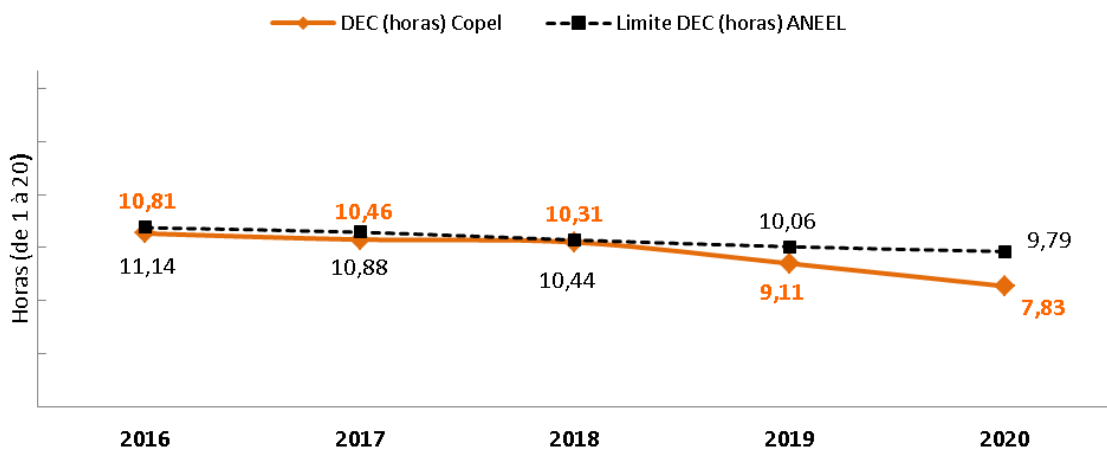
A qualidade de fornecimento é medida por indicadores que monitoram o desempenho das distribuidoras quanto à continuidade do serviço prestado. O DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora indica o número de horas em média que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período. O FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora indica quantas vezes, em média, houve interrupção na unidade consumidora. É a partir do DEC e do FEC que a Aneel estabelece os parâmetros individuais de continuidade (Duração de interrupção individual por unidade consumidora -

DIC, Frequência de interrupção individual por unidade consumidora - FIC e Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão - DMIC) e que são informados mensalmente na conta de energia elétrica do consumidor.

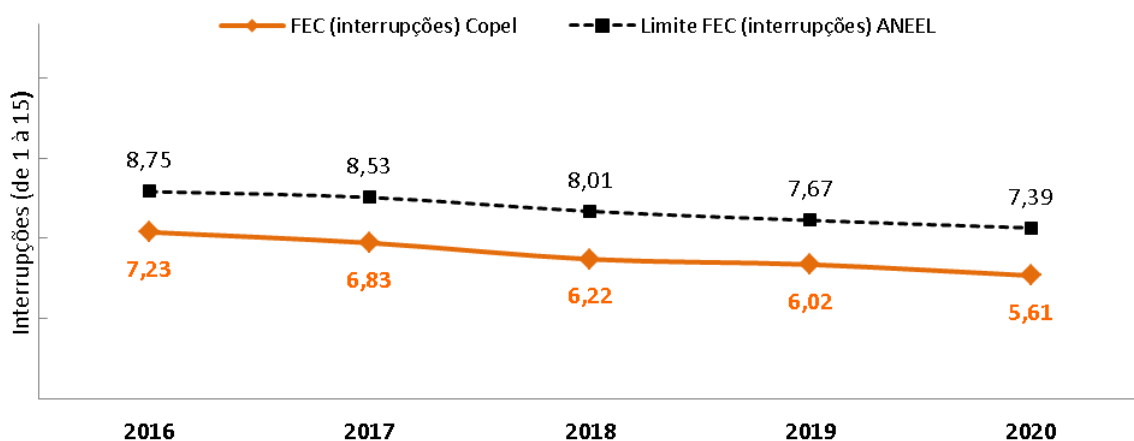
Esses indicadores são revistos na Revisão Tarifária Periódica - RTP, e vão se tornando cada vez mais rigorosos, a fim de melhorar a qualidade do serviço prestado ao consumidor.

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

Evolução DEC (horas)



Evolução FEC (interrupções)



Nota DEC e FEC versus DECI e FECI

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

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

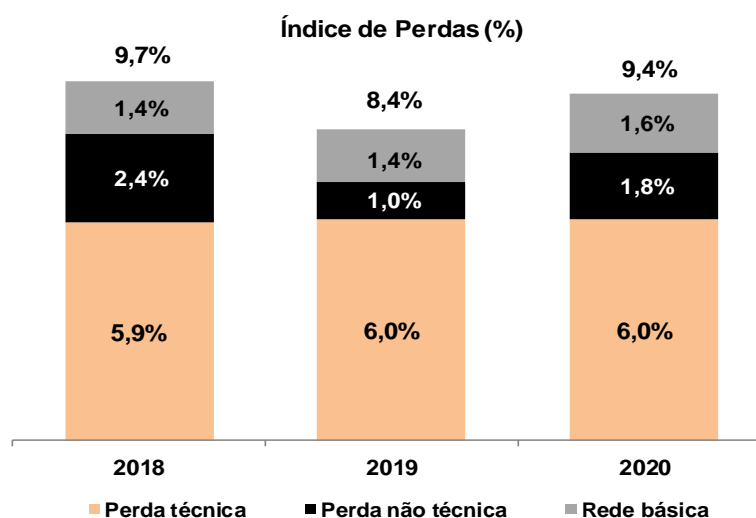
• Gestão de perdas de energia

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

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

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

Em 2020 as perdas globais representaram 9,4% de toda energia injetada no sistema da distribuidora, sendo 6,0% de perdas técnicas, 1,8% de perdas não técnicas e 1,6% de perdas na rede básica.



As perdas na distribuição também podem ser definidas como a diferença entre a energia elétrica adquirida pelas distribuidoras e a faturada aos seus consumidores, ou seja, apurada através do sistema de medição e do mercado faturado pela Companhia.

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

- Aperfeiçoamento das ações de combate ao procedimento irregular, melhorando o desempenho das inspeções direcionadas;
- Investimentos destinados à disponibilização e ou aquisição de equipamentos para inspeção;
- Elaboração e execução de treinamentos específicos e reciclagem relacionados a perdas comerciais;
- Realização de inspeções, tanto na Média como na Baixa Tensão;
- Notas educativas na imprensa e mensagens na fatura de energia elétrica.
- Mapeamento constante da situação das ligações clandestinas na Copel, através da identificação das áreas e da quantidade de famílias com ligações clandestinas;
- Melhoria contínua da gestão do processo de combate a perdas não técnicas;
- Investimento em equipes e tecnologia para realização de contagem de iluminação pública em toda área de concessão da Copel.

Em função das ações realizadas, a efetividade das inspeções aumentou significativamente nos últimos anos, passando de 11,1% em 2012 para 16,8% em 2020, quando foram feitas 79.352 inspeções e detectados 16.205 procedimentos irregulares. As prospecções, para a realização das inspeções, são feitas através da utilização das informações disponíveis no cadastro das unidades consumidoras, instalação de medição fiscal e da análise de nichos de fraudadores instalados nas diversas classes de consumo.

• Mercado cativo

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

Mercado Cativo - Copel Distribuição						
	Consumidores			Energia Vendida (GWh)		
	Dez/20	Dez/19	%	Dez/20	Dez/19	%
Residencial	3.944.556	3.825.989	3,1	7.910	7.499	5,5
Industrial	71.038	71.984	(1,3)	2.314	2.648	(12,6)
Comercial	412.630	406.775	1,4	4.172	4.730	(11,8)
Rural	347.562	349.914	(0,7)	2.451	2.361	3,8
Outros	60.066	58.578	2,5	2.333	2.546	(8,4)
Total	4.835.852	4.713.240	2,6	19.180	19.784	(3,1)

• Mercado Fio (TUSD)

Em 2020, o mercado fio da Copel Distribuição, que leva em conta todos os consumidores que acessaram a rede da distribuidora, registrou variação negativa 1,8%. O resultado de 2020 foi fortemente influenciado

pelos efeitos da pandemia da Covid-19 no ano.

Mercado Fio (TUSD)						
	Número de consumidores			Energia distribuída (GWh)		
	Dez/20	Dez/19	%	Dez/20	Dez/19	%
Mercado Cativo	4.835.852	4.713.240	2,6	19.180	19.784	(3,1)
Concessionárias e Permissionárias	2	2	-	76	164	(53,7)
Consumidores Livres	1.871	1.389	34,7	10.025	10.002	0,2
Concessionárias Fio	5	5	-	798	684	16,7
Mercado Fio	4.837.730	4.714.636	2,6	30.079	30.634	(1,8)

• **Compra de energia**

Pelo atual marco regulatório, a contratação de energia pelas distribuidoras ocorre principalmente através de leilões regulados pela Aneel. Para suprir o mercado dos próximos anos foram realizados em 2020 os seguintes leilões: 25º Leilão de Energia Existente (A-1) com início de suprimento a partir de 1º.01.2021, 31º Leilão de Energia Nova (A-4) com início de suprimento a partir de 1º.01.2024, e o 32º Leilão de Energia Nova (A-6) com início de suprimento a partir de 1º.01.2026. Nestes leilões a Copel não declarou necessidade de compra de energia.

Para atendimento do mercado em 2020, iniciou-se o suprimento dos contratos negociados em anos anteriores, especificamente no 20º Leilão de Energia Existente (A-2) contratado em 2018.

• **Sobrecontratação**

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

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

Nos últimos anos, o segmento de distribuição esteve exposto a um cenário de sobrecontratação generalizada, à medida que a maioria das empresas apurou nível de contratação superior a 105%. Vários dos fatores que contribuíram para esta situação são extraordinários e inevitáveis por parte das distribuidoras, dentre os quais se destacam: a alocação compulsórias de cotas de garantia física, a migração em massa de consumidores para o mercado livre, e em 2020 os efeitos no mercado das medidas governamentais de isolamento social implementadas no combate a pandemia de Covid-19, que acarretou significativa retração no mercado das concessionárias de distribuição.

A Aneel e o MME vêm estabelecendo, através da emissão de Resoluções e Decretos, uma série de medidas que visam a mitigação da sobrecontratação, tais como: reconhecimento da sobrecontratação involuntária, mecanismos de compensação de sobras e déficits de energia nova, regulamentação de acordos bilaterais entre distribuidoras e geradores, mecanismos de venda de excedentes de energia elétrica pelas distribuidoras, entres outros. Em 2020 foi emitido o Decreto nº 10.350/2020 que, dentre outras medidas, alterou o Decreto nº 5.163/2004, reconhecendo a involuntariedade das exposições contratuais decorrentes redução de carga pelos efeitos da pandemia de Covid-19, apuradas conforme regulamentação da Aneel.

Em relação a contratação, ao longo do ano de 2020, os indicadores da Copel se mantiveram dentro dos limites regulatórios de 100% a 105% até abril, quando a retração de mercado em decorrência da pandemia elevaram significativamente os níveis de contratação, levando a distribuidora a um cenário de sobrecontratação. Neste período prevaleceu a constante vigilância dos indicadores dos níveis de contratação, sendo necessárias ações mitigadoras.

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

- Declaração sobras nos MCSDs de Energia Nova, relacionadas aos montantes de energia excedentes de cotas de garantia física descontratada por consumidores especiais, além das sobras resultantes do efeito da pandemia na carga da Distribuidora;
- Devolução integral em MCSD Mensal, dos montantes disponíveis de energia existente no portfólio da Distribuidora, relacionadas à descontratação de consumidores potencialmente livres; e
- Declaração de sobras nos MVEs (Mecanismos de Venda de Excedentes), disponibilizando ao mercado livre parte da energia excedente da Distribuidora ao atendimento do seu mercado cativo.

Ainda que estes mecanismos de gerenciamento da contratação tenham contribuído para reduzir significativamente o risco de sobrecontratação, os indicadores associados a oferta e demanda apontam para a ocorrência de sobrecontratação de 105,5% para a Copel Distribuição.

Considerando que esta situação decorre, principalmente, da migração de consumidores para o mercado livre e da redução de carga pela pandemia de Covid-19, entende-se que a Distribuidora mantém preservada a garantia de neutralidade, uma vez que estes fatores são passíveis do reconhecimento de sobrecontratação involuntária.

- **Bandeiras Tarifárias**

O sistema de bandeiras tarifárias tem como finalidade sinalizar aos consumidores as condições de geração de energia elétrica no SIN, por meio da cobrança de valor adicional na Tarifa de Energia - TE, permitindo a oportunidade de adequação de seu consumo ao preço real da energia elétrica. As bandeiras verde, amarela

e vermelha indicam se a energia custa mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade. Os valores das bandeiras tarifárias são publicados pela Aneel, em ato específico.

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

mês	2019		2020	
	Bandeira	Valor aplicado na tarifa (a cada 100 kwh) Em R\$	Bandeira	Valor aplicado na tarifa (a cada 100 kwh) Em R\$
janeiro	verde	-	amarela	1,34
fevereiro	verde	-	verde	-
março	verde	-	verde	-
abril	verde	-	verde	-
maio	amarela	1,00	verde	-
junho	verde	-	verde	-
julho	amarela	1,50	verde	-
agosto	vermelha	4,00	verde	-
setembro	vermelha	4,00	verde	-
outubro	amarela	1,50	verde	-
novembro	vermelha	4,17	verde	-
dezembro	amarela	1,34	vermelha	6,24

• Tarifa Branca

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

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

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

• Reajuste Tarifário Anual - RTA

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

Em junho de 2020, através da Resolução Homologatória nº 2.704/2020, a Aneel homologou o último reajuste tarifário anual da Copel Distribuição, que correspondeu ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores de 0,41%, sendo 1,13%, em média, para os consumidores conectados em alta tensão e 0,05%, em média, para os consumidores conectados em baixa tensão.

• Prorrogação da Concessão

Em novembro de 2015, por meio de Despacho do MME, foi deferido o requerimento da Copel para prorrogação da concessão de distribuição. Em dezembro do mesmo ano foi assinado o quinto aditivo contratual, que formalizou a prorrogação do Contrato de Concessão nº 46/1999 até 07.07.2045.

O termo aditivo impõe condicionantes relacionadas a indicadores de qualidade do serviço e sustentabilidade econômica e financeira. A tabela a seguir apresenta os parâmetros mínimos definidos para a Copel Distribuição nos primeiros cinco anos de renovação:

Gestão Econômico-Financeira			Qualidade - limites (a)		Qualidade - realizado	
Ano	Meta	Realizado (R\$ milhões)	DECI ^(b)	FECi ^(b)	DECI	FECi
2016	-	-	13,61	9,24	10,80	7,14
2017	Lajida ≥ 0 (c)	661,4	12,54	8,74	10,41	6,79
2018	Lajida (-) QRR ≥ 0 (d)	550,7	11,23	8,24	10,29	6,20
2019	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR ≥ 0]} ≤ 1 / (0,8 * Selic) ^(d)	822,4	10,12	7,74	9,10	6,00
2020	{Dívida Líquida / [Lajida (-) QRR ≥ 0]} ≤ 1 / (1,11 * Selic) ^{(f) (g)}		9,83	7,24	7,81 ^(e)	5,55 ^(e)

(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 cláusula 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 IPCA entre o mês anterior ao da RTP e o mês anterior ao do período de 12 meses da aferição de sustentabilidade econômico-financeira.

(e) Dados preliminares.

(f) Dado será divulgado na DCR - Demonstrações Contábeis Regulatórias da Copel Distribuição.

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

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

3.3.4. Comercialização

A Copel Mercado Livre atua na compra e venda de energia elétrica e na prestação de serviços no Mercado Livre de Energia. Com 4 anos de existência e com a alteração do nome fantasia para "Copel Mercado Livre", consolidamos nossa posição entre as maiores comercializadoras do país.

A Copel Mercado Livre possui uma carteira com 965 clientes atendidos, em 22 estados brasileiros, atingindo aproximadamente a quantia de 1,4 GW médios de energia, comercializados na CCEE, passando a ocupar a 4ª posição no ranking de venda de energia elétrica pelas comercializadoras, no ano de 2020.

Além do bom relacionamento, a oferta de serviços de gestão, consultoria para migração, modelagem para geradores e consumidores, gestão da demanda, entre outros produtos, permitem aos nossos clientes atuarem com segurança no Mercado Livre de Energia.

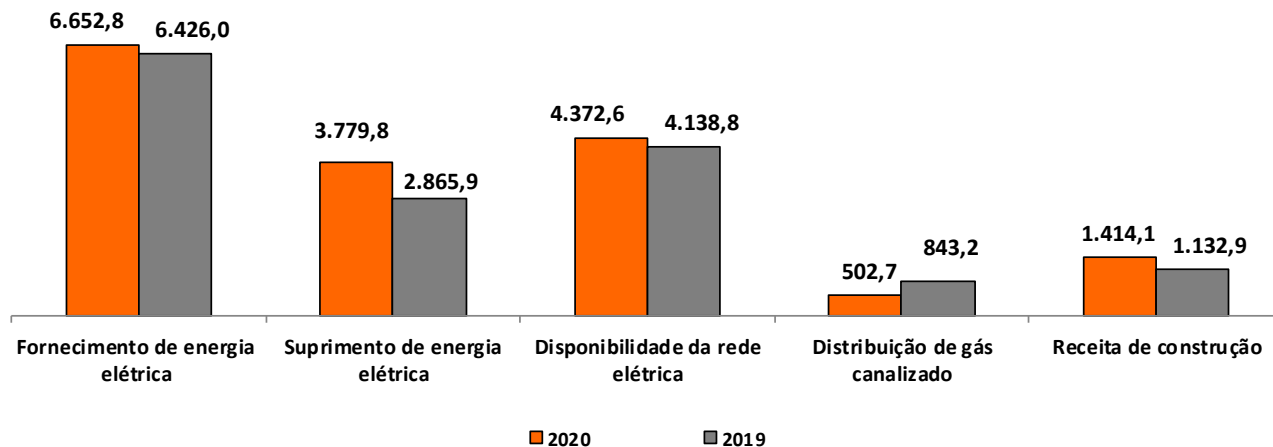
3.3.5. Telecomunicações

A Copel Telecom é responsável pelo fornecimento dos serviços de telecomunicações no Paraná. Desde 1998, a Companhia detém a autorização para explorar estes serviços e oferecer a mais alta tecnologia para empresas, poderes públicos e no varejo para clientes residenciais em 85 cidades. Por meio de sua robusta rede de fibras óticas que formam um backbone de 34,2 mil km, transporta dados em ultravelocidade e gerencia um anel óptico que atende com confiança aos 399 municípios do Paraná para clientes de pequenas, médias e grandes empresas com um portfólio de produtos de transporte de dados, voz e datacenter.

4. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

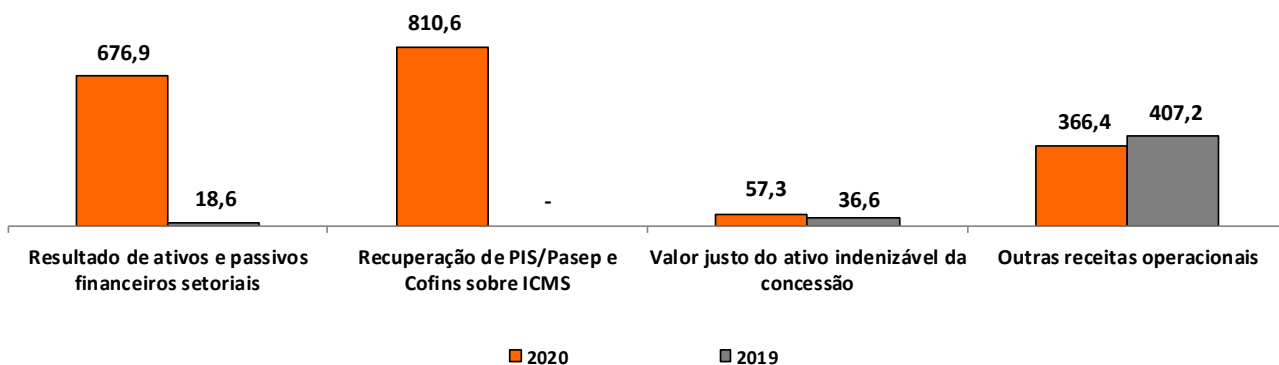
4.1. Receita Operacional Líquida

Em 2020, a Receita Operacional Líquida teve acréscimo de R\$ 2.764,0 milhões, representando 17,4% de aumento em relação a 2019. Tal variação decorre principalmente de:



- 1) acréscimo de R\$ 226,8 milhões na **Receita de Fornecimento de Energia Elétrica**, em virtude principalmente do reflexo do crescimento no mercado livre; parcialmente compensado pelos efeitos da retração econômica provocada pela pandemia do coronavírus que impactou fortemente as classes industrial e comercial. A Copel Mercado Livre vendeu em 2020 um total de 4.620 GWh, superior 70,2% aos 2.715 GWh do ano anterior;
- 2) acréscimo de R\$ 913,9 milhões em **Suprimento de Energia Elétrica**, sobretudo pelo aumento de energia comercializada de contratos bilaterais e contratos no ambiente regulado, pelo despacho da UEGA - que não havia operado em 2019, compensado pelos impactos do MRE devido a restrição hídrica no Sul do País;
- 3) acréscimo de R\$ 233,8 milhões na **Receita de Disponibilidade da Rede Elétrica**, devido essencialmente ao resultado positivo da revisão tarifária periódica do contrato 060/2001 de transmissão, ao aumento na remuneração sobre ativos de transmissão, decorrente do crescimento do IGPM/IPCA, reajuste tarifário na Copel DIS com incremento na receita da parcela B e retomada do crescimento do mercado fio em 3,3% a partir do último trimestre de 2020.
- 4) decréscimo de R\$ 340,5 milhões na **Receita de Distribuição do Gás Canalizado**, impactado pela redução no volume de gás devido à pandemia de Covid-19, principalmente nos segmentos industrial, comercial e veicular;
- 5) acréscimo de R\$ 281,2 milhões na **Receita de Construção**. A Companhia contabiliza receitas relativas a construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação de serviços de distribuição,

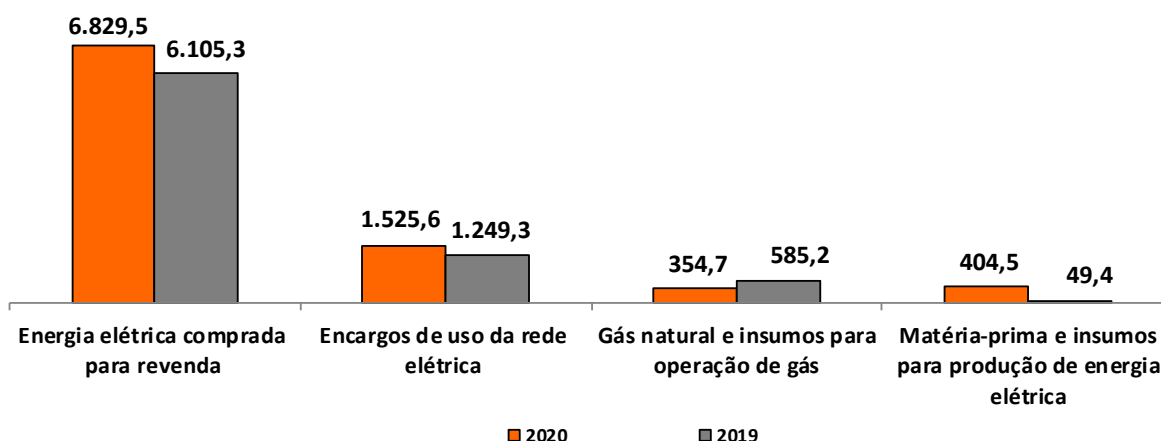
transmissão de energia elétrica e gás, as quais totalizaram R\$ 1.414,1 milhões em 2020 e R\$ 1.132,9 milhões em 2019. Tais gastos correspondentes são reconhecidos na demonstração do resultado do período, como **Custo de construção**, quando incorrido;



- 6) acréscimo de R\$ 658,3 milhões no **Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais** em virtude, sobretudo, do maior valor de constituição líquida ativa em 2020, o que representa a redução da receita auferida para cobertura dos custos de compra de energia e encargos de uso da rede.
- 7) decréscimo de R\$ 40,8 milhões em **Outras Receitas Operacionais** refletindo principalmente o reconhecimento, em 2019, de valor justo do portfólio de contratos de compra e venda de energia da Copel Mercado Livre referente à variação do preço contratado em relação ao preço de mercado em montante superior ao registrado em 2020.

4.2. Custos e Despesas Operacionais

- Não gerenciáveis

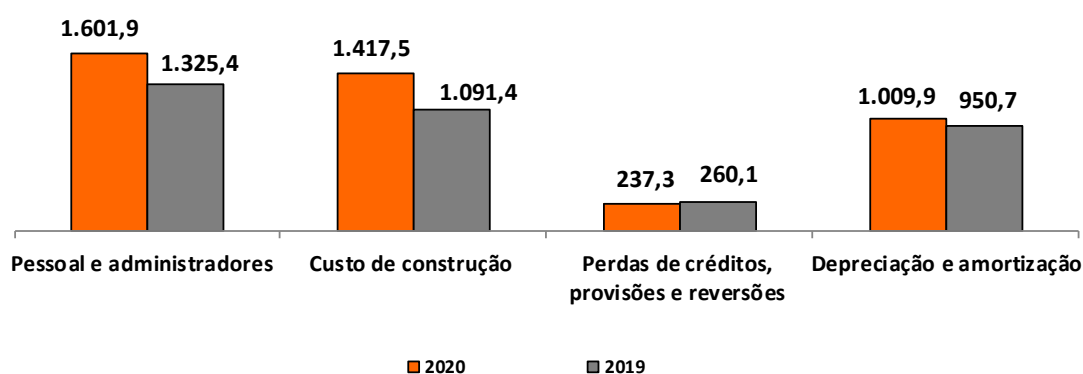


- 1) acréscimo de R\$ 724,2 milhões em **Energia Elétrica Comprada para Revenda**, decorrente sobretudo da maior compra da energia de Itaipu e de contratos bilaterais para fazer frente ao maior volume de

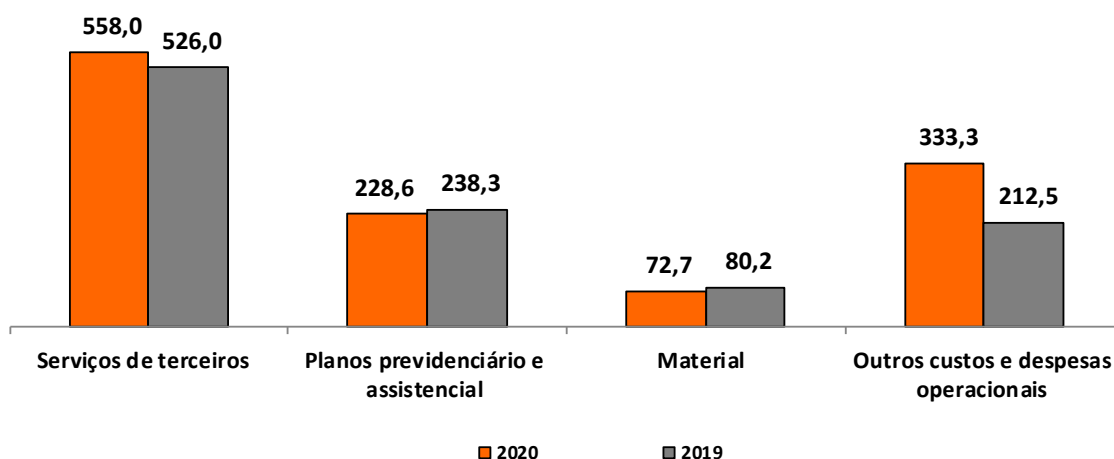
energia vendida no mercado livre no período;

- 2) acréscimo de R\$ 276,3 milhões em **Encargos do Uso da Rede Elétrica**, em virtude, principalmente, do aumento nos encargos do uso do sistema e no encargo de energia de reserva – EER, compensados parcialmente pela redução nos encargos de transporte de Itaipu;
- 3) decréscimo de R\$ 230,5 milhões em **Gás natural e insumos para operação de gás** decorrente do menor volume de aquisição para revenda; e
- 4) acréscimo de R\$ 355,1 milhões em **Matéria-prima e insumos para produção de energia elétrica** decorrente principalmente do despacho da UTE Araucária em 2020.

- **Gerenciáveis**



- 5) acréscimo de R\$ 276,5 milhões em **Pessoal e Administradores**, refletindo o aumento em provisão por desempenho e participação nos lucros e o reajuste salarial de 3,89% em outubro de 2020 (2,92% em outubro de 2019), conforme acordo coletivo, compensados parcialmente pela redução do quadro de empregados e política de redução de custos;
- 6) acréscimo de R\$ 326,1 no **Custo de construção**, refletindo investimentos realizados na infraestrutura de transmissão, distribuição de energia e de gás canalizado;
- 7) decréscimo de R\$ 22,8 milhões em **Perdas estimadas, Provisões e Reversões**, devido principalmente à reversão de provisão para litígios, decorrente de revisão da avaliação dos assessores legais da Companhia em ação fiscal e ação cível de indenização a terceiros, parcialmente compensado pela provisão de *Impairment* no segmento de geração;



- 8) acréscimo de R\$ 32,0 milhões em **Serviços de terceiros**, decorrente do aumento em manutenção do sistema elétrico, em consultoria e auditoria e em serviços de atendimento ao consumidor;
- 9) decréscimo de R\$ 9,7 milhões em **Planos previdenciário e assistencial** decorrente da menor taxa de juros e redução na quantidade de participantes, conforme valores definidos no laudo atuarial; e
- 10) acréscimo de R\$ 120,8 milhões em **Outros custos e despesas operacionais**, principalmente devido à revogação da lei estadual e, conseqüentemente, o registro da reversão da taxa hídrica em 2019, não recorrente neste exercício.

4.3. EBITDA ou LAJIDA

Em R\$ milhões	Consolidado	
	2020	2019
Lucro líquido	3.909,8	2.062,9
Lucro líquido proveniente de operações descontinuadas	(75,6)	108,4
IRPJ e CSLL diferidos	25,0	259,1
IRPJ e CSLL	1.260,4	416,7
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	(866,3)	455,4
Lajir/Ebit	4.253,3	3.302,4
Depreciação e Amortização	1.009,9	950,7
Lajida/Ebitda	5.263,2	4.253,1
Receita Operacional Líquida - ROL	18.633,2	15.869,2
Margem do Ebitda% (Ebitda ÷ ROL)	28,2%	26,8%

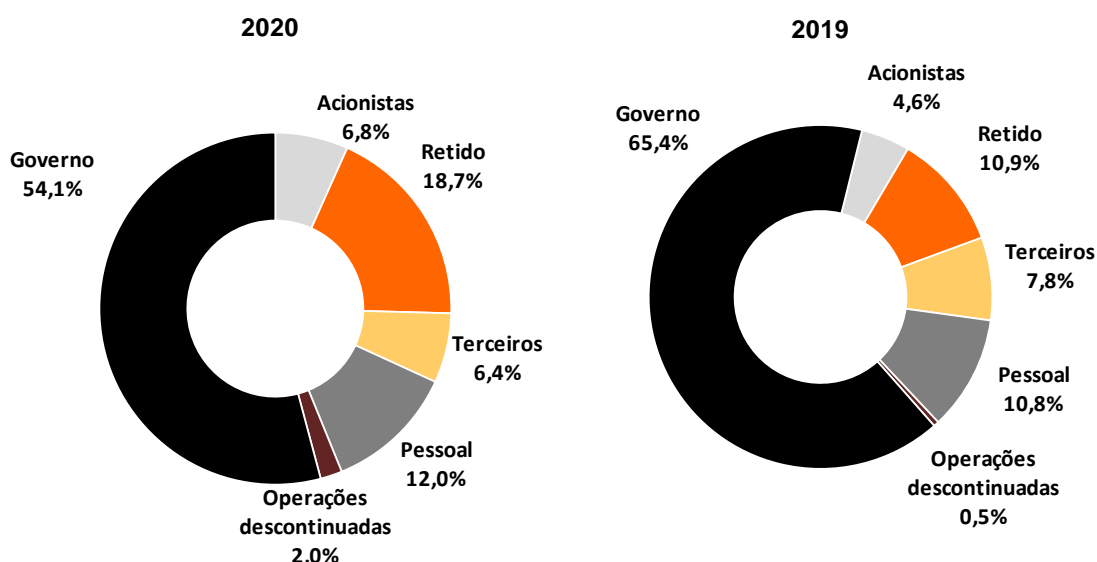
O Ebitda da Companhia, em 2020, foi de R\$ 5.263,2 milhões, apresentando acréscimo de R\$ 1.010,1 milhões em relação a 2019, o que representa 23,7% de aumento.

4.4. Resultado Financeiro

O resultado financeiro apresentou acréscimo de R\$ 1.321,6 milhões, devido principalmente ao reconhecimento de crédito tributário de Pis/Cofins em 2020, aumento na receita com atualização financeira do contrato de CRC e à menor despesa financeira com variação monetária, cambial e encargos da dívida no período.

4.5. Valor Adicionado

No exercício de 2020, a Copel apurou R\$ 15.052,0 milhões de Valor Adicionado - total 6,7% superior ao ano anterior, no montante de R\$ 14.103,8 milhões. A demonstração, na íntegra, encontra-se nas Demonstrações Financeiras.



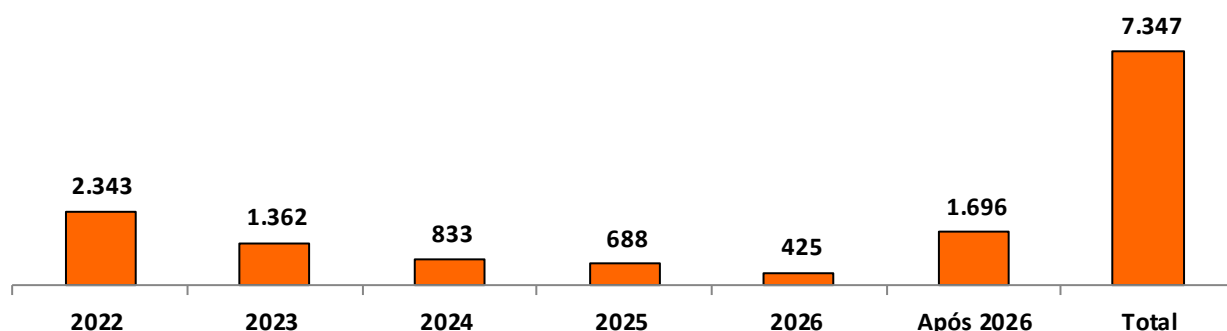
4.6. Endividamento

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

É importante ressaltar que a Companhia busca investir em projetos e, para tanto, utiliza linhas de financiamento disponíveis no mercado, que façam sentido na estrutura de capital da Copel, no que tange à alavancagem financeira frente ao retorno dos projetos. Salienta-se que as perspectivas de financiamentos, bem como as disponibilidades de caixa, serão suficientes para atendimento ao plano de investimentos do exercício. Em 2020 foi obtido o recurso a seguir:

Ingresso - 2020 (Em R\$ milhões)	Empresa	Financiador	Valor
Contrato de financiamento Lote E	Copel Geração e Transmissão	BNDES	263
Total			263

Os pagamentos ocorridos no ano totalizaram R\$ 1.895,4 milhões, sendo R\$ 1.291,4 milhões de principal e R\$ 604,3 milhões de encargos. O cronograma de vencimentos da dívida de longo prazo, contemplando empréstimos, financiamentos e debêntures é:



4.7. Lucro Líquido

Em 2020, o lucro líquido consolidado considerando o resultado das operações em descontinuidade foi de R\$ 3.909,7 milhões, sendo 89,5% superior ao obtido no exercício anterior, de R\$ 2.062,8 milhões.

4.8. Distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio

(em R\$ mil)	2020						2019		
	Total	DIV	DIV	JCP ⁽¹⁾	JCP ⁽²⁾	DIV	Total	JCP - 1ª parcela	JCP - 2ª parcela
Aprovação na AGO							28.04.2020	28.04.2020	28.04.2020
Aprovação no CAD			17.03.2021	17.03.2021	09.12.2020	16.09.2020		05.12.2019	05.12.2019
Data de pagamento	a definir	a definir	a definir	a definir	a definir	30.09.2020		29.06.2020	30.09.2020
Lucro Líquido Ajustado	3.768.622						1.956.675		
Valor para Ações ON	1.278.127	106.334	695.122	67.926	408.745		325.210	162.605	162.605
Valor para Ações PNA	4.155	470	1.723	168	1.013	781	1.292	646	646
Valor para Ações PNB	1.243.723	103.472	676.412	66.098	397.742		316.498	158.249	158.249
Total Distribuído Bruto	2.526.006	210.276	1.373.257	134.192	807.500	781	643.000	321.500	321.500

⁽¹⁾ JCP declarado pelo CAD em 09.12.2020, posição com direito em 28.12.2020 (antecipação Exercício 2020).

⁽²⁾ JCP Adicional, declarado pelo CAD em 17.03.2021, para posição com direito em 31.03.2021 (Reservas de Lucros).

4.9. Ações

Desempenho do preço das ações em 31.12.2020:

	Volume negociado	ON (CPLE3)		PNB (CPLE6)	
		Total	Média diária	Total	Média diária
B3	Negócios	411.503	1.653	1.773.717	7.123
	Quantidade	80.122.000	321.775	330.922.100	1.329.004
	Volume (R\$ mil)	4.933.545	19.813	21.094.889	84.718
	Presença nos pregões	249	100%	249	100%
NYSE	Quantidade	27.036	1.127	167.211.194	663.536
	Volume (US\$ mil)	327	14	2.118.818	8.408
	Presença nos pregões	24	10%	252	100%
Latibex	Quantidade	-	-	23.720	539
	Volume (€ mil)	-	-	273	6
	Presença nos pregões	-	-	44	17%
Ação		2020	2019	Variação %	
B3	ON (CPLE3)	R\$ 71,26	R\$ 69,10	3,1	
	média ON	R\$ 63,55	R\$ 45,85	38,6	
	PNA (CPLE5)	R\$ 60,52	R\$ 25,05	141,6	
	média PNA	R\$ 44,25	R\$ 25,05	76,7	
	PNB (CPLE6)	R\$ 74,94	R\$ 69,07	8,5	
	média PNB	R\$ 64,42	R\$ 46,87	37,4	
	Ibovespa	119.017	115.645	2,9	
	Índice de Energia Elétrica	82.846	76.627	8,1	
NYSE	ON (ELPVY)	US\$ 13,90	US\$ 17,10	(18,7)	
	média ON	US\$ 12,20	US\$ 11,37	7,3	
	PNB (ELP)	US\$ 14,30	US\$ 16,94	(15,6)	
	média PNB	US\$ 12,69	US\$ 11,82	7,4	
Latibex	Índice Dow Jones	30.606,48	28.538,44	7,2	
	PNB (XCOP)	€ 9,50	€ 15,20	(37,5)	
	média PNB	€ 10,93	€ 10,55	3,5	
	Índice Latibex	1.974,50	2.532,70	(22,0)	

Obs.: Não houve negociação de ações PNA em 2019

4.10. Inadimplência de Consumidores

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

Em dezembro de 2020, a inadimplência de consumidores da Copel Distribuição, também denominado de Inadimplência Corporativa, foi de R\$ 254,4 milhões, que equivale a 1,37% do seu faturamento, enquanto que em 2019 atingiu R\$ 226,5 milhões, 1,2% do faturamento.

Mesmo com as dificuldades relacionados à pandemia e seus reflexos sobre a atividade econômica, emprego e renda, os resultados dos dois principais indicadores de inadimplência da Copel DIS (Corporativa e

Abradee) foram satisfatórios, conforme abaixo:

Indicador	2020	2019	Variação %
Inadimplência Companhia	1,37%	1,20%	14,17%
Inadimplência Abradee	2,28%	2,18%	4,59%

4.11. Programa de Investimentos

O programa de investimentos para 2021 foi aprovado na 209ª Reunião Ordinária do Conselho de Administração. Seguem valores realizados e previstos:

Empresas (em R\$ milhões)	Realizado		Previsto	Variação %
	2020	2019	2021	2020-2019
Copel Geração e Transmissão	457,3	850,5	622,8	(46,2)
Copel Distribuição	1.279,6	919,9	1.217,6	39,1
Copel Telecomunicações	103,4	146,3	50,0	(29,3)
Copel Comercialização	1,0	-	5,7	-
Holding	0,6	0,5	3,5	20,0
Outros ^{(1) (2)}	-	11,3	3,1	-
Total	1.841,9	1.928,5	1.902,7	(4,5)

⁽¹⁾ Referente à participação da Copel no Empreendimento.

⁽²⁾ Inclui Uega - 20% Holding

4.12. Pesquisa & Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética - PEE

Conforme legislação, as aplicações decorrentes de percentual mínimo da Receita Operacional Líquida - ROL, determinam destinação em projetos de P&D e PEE para as concessionárias e permissionárias de distribuição, geração e transmissão de energia elétrica. Além disso, também é feito recolhimento ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT e ao Ministério de Minas e Energia - MME.

Geração e Transmissão

Em 2020, a Copel Geração e Transmissão aplicou R\$ 32,3 milhões na execução de 33 projetos de P&D, dentre os quais, 6 são estratégicos, cujos temas foram estabelecidos pela Aneel por meio de Chamada Pública de Projetos de P&D. Em 6 projetos, participou de forma cooperada com outras empresas. Aplicou, ainda, aproximadamente R\$ 0,4 milhão por meio de projetos de gestão, totalizando R\$ 32,6 milhões investidos em P&D.

Distribuição

Em 2020, foram investidos R\$ 50,5 milhões em 49 projetos sendo que 8 projetos com participação de forma cooperada com outras empresas do setor elétrico, dentre eles 2 estratégicos cujos temas foram estabelecidos pela Aneel, através de chamada de projetos.

Realizamos contratações de 6 novos projetos selecionados através do Comitê de Inovação. Os investimentos previstos perfazem um montante de R\$ 15,8 milhões a serem realizados em até 3 anos.

5. SUSTENTABILIDADE E RESPONSABILIDADE CORPORATIVA

5.1. Gestão da Sustentabilidade

A Copel se compromete com as principais iniciativas mundiais de sustentabilidade e às práticas de mercado, atrelando-as à sua gestão e estratégia. Tais práticas são desenvolvidas conforme a Política de Sustentabilidade, cujas diretrizes ultrapassam as atividades internas e se estendem ao incentivo à atuação sustentável também de fornecedores e em prol da comunidade. O documento foi elaborado por profissionais das áreas de sustentabilidade, meio ambiente, responsabilidade social, integridade corporativa, inovação, financeira e de gestão, com o apoio de profissionais das subsidiárias, nos princípios de governança corporativa e nos valores e princípios do Código de Conduta da Copel. A política é revisada e atualizada a cada dois anos.

Para prestar de contas, orientar o engajamento com as partes interessadas e relatar seu desempenho, a Copel adota:

- *Global Reporting Initiative* - GRI: a Copel publica relatórios de sustentabilidade com base nas diretrizes da GRI desde 2005, visando a fornecer informações transparentes sobre sua gestão e seu desempenho nos aspectos mais relevantes para a sustentabilidade dos negócios, por meio de indicadores consistentes e comparáveis.
- Relato Integrado, do *International Integrated Reporting Council* - IIRC: em 2015, a Copel deu início ao movimento de adaptação de seu reporte à metodologia do Relato Integrado.
- *Greenhouse Gas Protocol* - *GHG Protocol*: desde 2008, a Copel publica o inventário de emissões de gases de efeito estufa seguindo os padrões dessa iniciativa global. A partir de 2012, o inventário passou a ser verificado por terceira parte.
- *Carbon Disclosure Project* - CDP: por meio dessa plataforma, desde 2010 são relatadas as emissões de gases de efeito estufa, práticas de gestão e estratégias frente às mudanças climáticas.

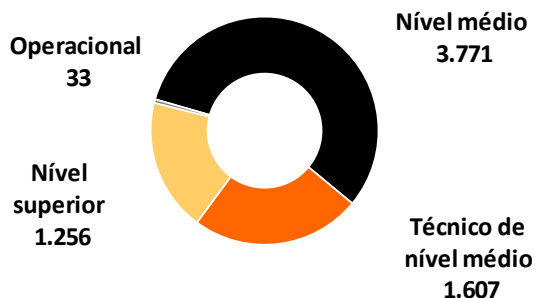
A orientação para a sustentabilidade é evidenciada pela permanência da Companhia nas seguintes carteiras:

- ISE B3, da B3, pela 15ª vez
- FTSE 4Good *Emerging Index* - índice que mede o desempenho das empresas nos âmbitos ambiental, social e de governança, elaborado pela empresa independente de produção de índices FTSE, composto pela *The Financial Times* pela *London Stock Exchange*.

Outras informações sobre a postura da Companhia frente ao tema pode ser encontrado no Relato Integrado da Copel, disponibilizado anualmente no endereço www.copel.com/hpcweb/sustentabilidade-empresarial/relato-integrado

5.2. Recursos humanos

Quadro próprio por carreira



Considerando a Copel Holding, Copel Distribuição, Copel Geração e Transmissão, Copel Telecomunicações e Copel Comercialização, a Companhia possui 6.667 empregados no quadro próprio. Foram reintegrados 3 empregados em 2020. Durante o mesmo período, 431 empregados desligaram-se da Companhia. Desses, 315 foram por meio do Programa de Demissão Incentivada. A taxa de rotatividade foi de 3,1% em 2020 e 3,5% em 2019.

• Benefícios

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

• Remuneração

As práticas de remuneração, reconhecimento e incentivo estão baseadas no modelo de remuneração estruturado pela Companhia, apoiando-se em dois pilares: remuneração fixa (comparação de mercado e mérito) e variável (Participação nos Lucros e/ou Resultados - PLR e Prêmio Por Desempenho Copel - PPD). A PLR é composta por metas e indicadores corporativos e o montante é distribuído de forma igualitária a todos os empregados, de acordo com a Lei Federal nº 10.101/2000, a Lei Estadual nº 16.560/2010 e o Decreto Estadual nº 1.978/2007, com a redação dada pelo Decreto Estadual nº 6205/ 2020. O PPD, por sua vez, consiste no reconhecimento do desempenho e cumprimento de metas nos diferentes níveis organizacionais (diretoria, superintendência, departamento e divisão). A proporção entre o menor salário praticado pela Companhia em dezembro de 2020 (R\$ 1.961,88) e o salário mínimo nacional vigente naquela data (R\$ 1.045,00) era de 1,88 vezes, não havendo diferença significativa no mesmo período relativamente

à proporção de salário-base entre homens e mulheres.

- **Relações trabalhistas**

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

- **Avaliação de desempenho**

Desde 2013, a Gestão de Desempenho da Copel é realizada por meio do Programa Nossa Energia, que, ao longo do tempo, vem sendo aprimorado segundo as melhores práticas do mercado. De acordo com as regras do Programa, pelo menos uma vez ao ano cada empregado recebe o feedback do seu gestor levando-se em consideração o desempenho apresentado. No momento da avaliação e do feedback, também é contratado o desempenho esperado para o próximo período. Para o ciclo 2020, o período de avaliação ocorrerá entre janeiro e março.

- **Desenvolvimento de Pessoal**

O desenvolvimento profissional na Copel é orientado pela gestão de competências, determinada pela identificação das necessidades de treinamento e capacitação do quadro de empregados. Anualmente, os gestores selecionam treinamentos e cursos de acordo com a individualidade de cada um, analisando as habilidades requeridas pela área ou com foco no atendimento às estratégias corporativas. Em conjunto com as ações de desenvolvimento, as equipes são estimuladas à produtividade e direcionadas a alcançar os objetivos organizacionais por meio da Participação nos Lucros e Resultados - PLR e do Prêmio por Desempenho Copel - PPD.

A Companhia tem dedicado esforços a desenvolver uma cultura de meritocracia e gestão de consequências, visando a ter profissionais de alto desempenho em seu quadro. Para cumprir com esse objetivo, tem aprimorado a gestão do desempenho profissional, tendo agregado recentemente às práticas já adotadas o programa de remuneração variável, por meio do qual pretende alinhar a atuação de empregados e gestores com seus objetivos estratégicos. A remuneração variável recompensa o desempenho acima da média

O desenvolvimento da liderança também tem recebido ênfase nos últimos anos. A Copel quer tornar esse público protagonista na gestão de suas equipes. Para isso, vem executando programas corporativos intensivos, seguidos de ações relacionadas à identificação do perfil da liderança. No âmbito dos negócios, também promove oficinas, *workshops*, cursos livres e outras iniciativas que contribuem para a melhoria da gestão.

A Companhia oferece, ainda, para todo o público interno, cursos com conteúdos relacionados à gestão de qualidade, processos e projetos, e sobre ferramentas de apoio a essa gestão. Também executa o programa

de capacitação em língua estrangeira para os empregados que utilizam outro idioma em suas atividades de trabalho e investe em cursos de pós-graduação *lato e stricto sensu* para profissionais que necessitam aprofundar conhecimentos em sua área de atuação. Além disso, desde 2016, a Companhia também firma, por meio de edital de chamada pública, parcerias com instituições educacionais que tenham interesse em conceder benefícios aos empregados, alguns dos quais se estendem aos dependentes. As parcerias contemplam educação básica, superior e profissional, e cursos de qualificação e aperfeiçoamento.

Unicopel

Os treinamentos relacionados ao Programa de Integridade, à sustentabilidade, à liderança e à preparação para o futuro, entre outros, estão sob a responsabilidade da Universidade Corporativa - UniCopel. A UniCopel está em fase final de remodelagem, onde foi feita a reorganização dos conhecimentos a serem promovidos e compartilhados em torno de escolas de desenvolvimento conectadas com as competências estratégicas, fazendo com que a universidade dê o suporte necessário à prosperidade dos negócios da Companhia.

5.3. Fornecedores

Os fornecedores da Copel são incluídos no Programa de Integridade da Companhia através de workshops, palestras e eventos sobre as medidas e normas anticorrupção. Eles devem respeitar a legislação vigente no País em todos os seus âmbitos, inclusive mantendo padrões mínimos de remuneração e jornada de trabalho.

Os contratantes também têm acesso ao Manual do Fornecedor da Copel, recebido na assinatura do contrato e comprometem-se, através do Termo de Ciência e Comprometimento, com os princípios e diretrizes da Companhia. Além disso, os fornecedores também são incluídos na Política de Sustentabilidade da Copel, onde a Companhia reconhece as melhores iniciativas através do Prêmio Copel de Sustentabilidade - Troféu Susie Pontarolli.

5.4. Clientes

• Copel Distribuição

O relacionamento da Copel Distribuição com seus clientes — residenciais, comerciais, industriais e órgãos públicos, considerando todos os seus segmentos de operação — é pautado pela busca da excelência nos serviços para satisfação desse público. Por isso, a Companhia realiza pesquisas de satisfação e participa anualmente das avaliações realizadas pela Aneel, com foco nos clientes residenciais, e a Abradee - Pesquisa da Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia, que contempla clientes residenciais, comerciais e industriais. A cada 4 anos acontece a pesquisa com os clientes rurais, enquanto o levantamento junto a clientes do poder público ocorre no primeiro e no último ano do mandato dos prefeitos.

A *Comisión de Integración Energética Regional* - CIER realiza a premiação desde 2003 e adota a mesma metodologia da Abradee. São aplicados questionários com perguntas sobre diferentes áreas de atuação

das companhias, como fornecimento de energia, informação e comunicação, atendimento ao cliente, conta de luz e imagem da empresa. A partir dos dados coletados é calculado o *Índice de Satisfacción del Cliente con la Calidad Percibida* - ISCAL.

A satisfação dos consumidores também é monitorada pela pesquisa anual realizada pela Aneel, com foco nos clientes residenciais. A seguir o resultado alçando em 2020:

	2020	2019	2018
Pesquisa Abradee de Satisfação - Cliente Residencial	84,4%	80,7%	83,2%
Pesquisa Abradee de Satisfação - Cliente do Grupo B Não Residencial	Não realizada	Não realizada	77,2%
Pesquisa Abradee de Satisfação - Cliente do Grupo A	80,9%	80,1%	83,3%
Pesquisa CIER de Satisfação dos Clientes	84,4%	80,7%	83,2%
Pesquisa de Satisfação do Cliente Rural (a)	* Não realizada	76,5%	* Não realizada
Pesquisa de Satisfação do Cliente Poderes Públicos	* Não realizada	89,3%	* Não realizada

(a) Pesquisa de Satisfação do Cliente Rural é realizada a cada 4 anos

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

• Copel Telecomunicações

Os clientes da Copel Telecom contam com a Ouvidoria como um canal de atendimento de segunda instância. É função dessa área acolher, encaminhar, acompanhar e responder manifestações recebidas. Sugestões, reclamações e denúncias são recebidas diretamente pela Companhia e, adicionalmente, por meio da agência reguladora, a Anatel; por meio da plataforma consumidor.gov.br, disponibilizada pela Secretaria Nacional do Consumidor - Senacon, do Ministério da Justiça; por meio dos Procon's e por meio do Sistema Integrado de Gestão de Ouvidorias - Sigo, disponibilizado pelo Governo do Estado do Paraná. Uma das metas da Ouvidoria é responder às manifestações em até dez dias. Em 2020, 88% das manifestações foram respondidas no prazo e a meta de satisfação com o atendimento da Ouvidoria foi atingido.

6. BALANÇO SOCIAL

BALANÇO SOCIAL ANUAL				
Em dezembro de 2020 e 2019				
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)				
		2020	2019	
1 - BASE DE CÁLCULO				
NE 32	Receita Líquida - RL	18.633.249		15.869.245
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS		% Sobre RL		% Sobre RL
NE 33.2	Remuneração dos administradores	18.701	0,1	20.115
	Remuneração dos empregados	820.702	4,4	864.015
	Alimentação (Auxílio alimentação e outros)	128.721	0,7	136.017
	Encargos sociais compulsórios	274.645	1,5	288.254
	Plano previdenciário	70.743	0,4	73.516
	Saúde (Plano assistencial)	182.269	1,0	187.204
	Capacitação e desenvolvimento profissional	6.588	0,0	8.665
	Provisões por desempenho e participação nos lucros	481.681	2,6	155.544
NE 33.2	Indeniz. trabalhistas e despesas rescisórias	67.013	0,4	43.516
	Cultura	663	0,0	2.463
	Creches ou auxílio-creche	2.123	0,0	2.477
	Segurança e saúde no trabalho	6.110	0,0	6.589
	Educação	3.037	0,0	4.264
	Benefício maternidade prorrogado	638	0,0	509
	Vale transporte excedente	155	0,0	274
	Total	2.063.788	11,1	1.793.422
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS		% Sobre RL		% Sobre RL
	Cultura	10.245	0,1	19.391
	Saúde e saneamento	1.425	0,0	1.426
	Esporte	8.256	0,0	1.556
	Programa Morar bem	1.676	0,0	3.559
	Fundo para a infância e a adolescência	2.160	0,0	1.556
	Pesquisa & Desenvolvimento	48.736	0,3	47.789
	Programa de Eficiência Energética	41.293	0,2	38.601
	Fundo do idoso	2.160	0,0	1.556
	Outros	2.279	0,0	3.070
	Total das contribuições para a sociedade	118.230	0,6	118.504
	Tributos (excluídos encargos sociais)	7.959.542	42,7	9.036.825
	Total	8.077.772	43,4	9.155.329
4 - INDICADORES AMBIENTAIS		% Sobre RL		% Sobre RL
	Investimentos e gastos com manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente	410.583	2,2	364.235
	Investimentos e gastos com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	6.503	0,0	9.381
	Investimentos e gastos com a educação ambiental para empregados, terceirizados, autônomos e administradores da entidade	26	0,0	656
	Investimentos e gastos com educação ambiental para a comunidade	353	0,0	160
	Investimentos e gastos com outros projetos ambientais	15.649	0,1	13.716
	Total	433.114	2,3	388.148
(1)	Sanções ambientais			
	Quantidade de sanções ambientais no exercício	7		1
	Valor das sanções ambientais (R\$ Mil)	1.228		5

NE - Nota Explicativa

Metas ambientais	2020	Metas 2021
- encaminhar 70% dos resíduos industriais da Copel Geração e Transmissão para reuso ou reciclagem	() não possui metas	() não possui metas
- encaminhar 90% dos resíduos industriais da Copel Distribuição para reuso ou reciclagem	() cumpre de 0 a 50%	() cumpre de 0 a 50%
	() cumpre de 51% a 75%	() cumpre de 51% a 75%
-encaminhar para reciclagem 100% da sucata de fibra óptica das operações de telecomunicações da Copel Telecomunicações.	(x) cumpre de 76% a 100%	(x) cumpre de 76% a 100%
	2020	2019
5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL (inclui controladas)		
Empregados no final do período	6.832	7.266
Admissões e readmissões	4	8
Escolaridade dos empregados(as):	Homens Mulheres Total	Homens Mulheres Total
Extensão universitária	1.152 496 1.648	1.127 473 1.600
Ensino superior	1.966 731 2.697	2.042 769 2.811
Ensino técnico	1.071 84 1.155	1.258 88 1.346
Ensino médio	1.053 251 1.304	1.181 292 1.473
Ensino fundamental	26 2 28	34 2 36
Faixa etária dos empregados(as):		
De 18 até 30 anos (exclusive)	230	290
De 30 até 45 anos (exclusive)	3.868	3.950
De 45 até 60 anos (exclusive)	2.559	2.851
60 anos ou mais	175	175
Mulheres que trabalham na empresa	1.558	1.618
% Mulheres em cargos gerenciais:		
em relação ao nº total de mulheres	6,8	6,4
em relação ao nº total de gerentes	22,5	21,4
Negros(as) que trabalham na empresa	795	938
% Negros(as) em cargos gerenciais:		
em relação ao nº total de negros(as)	5,0	3,7
em relação ao nº total de gerentes	8,5	7,3
Portadores(as) de necessidades especiais	175	178
Dependentes	9.106	9.837
Terceirizados	7.513	7.235
(2) Aprendiz (es)	116	177
(2) Estagiários(as)	202	317
Empregados com mais de 10 anos de serviço	4.931	4.596
Divisão do maior salário da empresa pelo menor salário - incluindo administradores	27	22
Quantidade de empregados com salário superior a 2 salários mínimos	6.803	7.218
Processos trabalhistas		
Nº de processos trabalhistas em andamento no final do exercício	4.998	4.477
Nº de processos incluídos no exercício	3.392	2.610
Nº de processos trabalhistas encerrados no exercício	834	985
Considerados procedentes	369	468
Considerados improcedentes	465	517

6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	19	19
(3) Número total de Acidentes de Trabalho (inclui acidentes com contratados)	169	215
Número total de reclamações e críticas de consumidores:		
na empresa	28.684	55.103
(4) de segundo nível	14.043	7.979
na Justiça	3.873	6.867
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:		
na empresa	100,0%	100,0%
(4) de segundo nível	93,5%	100,0%
na Justiça	13,2%	29,1%
	2020	Metas 2021
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por	direção e gerências	direção e gerências
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	todos + Cipa	todos + Cipa
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos trabalhadores, a empresa:	incentiva e segue a OIT	incentivará e seguirá a OIT
A previdência privada contempla:	todos	todos
A participação dos lucros ou resultados contempla:	todos	todos
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	são exigidos	serão exigidos
Quanto à participação dos empregados em programas de trabalho voluntário, a empresa:	organiza e incentiva	organizará e incentivará
	2020	2019
7- GERAÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE RIQUEZA		
Valor adicionado total a distribuir	15.051.972	14.103.829
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):		
Terceiros	6,4%	7,8%
Pessoal	12,0%	10,8%
Governo	54,1%	65,4%
Acionistas	6,8%	4,4%
Retido	18,7%	11,0%
(5) Operações descontinuadas	2,0%	0,6%
8 - OUTRAS INFORMAÇÕES		
<ul style="list-style-type: none"> A partir de 2010, o Instituto Brasileiro de Análises Sociais e Econômicas - Ibase não mais prescreve seu modelo padrão de Balanço Social por entender que esta ferramenta e metodologia já se encontram amplamente difundidas entre empresas, consultorias e institutos que promovem a responsabilidade social corporativa no Brasil. Assim sendo, a Copel, que já utilizava este modelo desde 1999, resolveu, fundamentada na orientação do Ibase, melhorar sua demonstração de Balanço Social, abordando também informações solicitadas na NBCT 15, visando à transparência de suas informações. As notas explicativas - NEs são parte integrante das Demonstrações Financeiras e também contêm outras informações de natureza socioambiental não contempladas neste Balanço Social. Este Balanço Social contempla dados da holding, subsidiárias integrais e controladas da Copel, em virtude da consolidação de seus resultados, exceto quando indicado de outra forma. 		
(1) Estas informações referem-se a sanções administrativas que entraram no exercício, podendo estar em processo de defesa ou processos judiciais ambientais considerados desfavoráveis no exercício.		
(2) Não compõem o quadro de empregados.		
(3) Calculado através da metodologia empregada no Relato de Sustentabilidade GRI G4 - indicador LA6.		
(4) Inclui as reclamações no Procon, Ouvidoria, Consumidor.gov, Aneel e Anatel julgadas procedentes.		
(5) Decorrentes do processo de desinvestimento da Copel Telecomunicações S.A.		

7. COMPOSIÇÃO DOS GRUPOS RESPONSÁVEIS PELA GOVERNANÇA

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

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

COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

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

CONSELHO FISCAL

PRESIDENTE	DEMETRIUS NICHELE MACEI
MEMBROS TITULARES	HARRY FRANÇÓIA JÚNIOR
	JOSÉ PAULO DA SILVA FILHO
	LETÍCIA PEDERCINI ISSA MAIA
	ROBERTO LAMB
MEMBROS SUPLENTE	VAGA EM ABERTO
	ESTEVÃO DE ALMEIDA ACCIOLY
	GILBERTO PEREIRA ISSA
	JOÃO LUIZ GIONA JUNIOR
	OTAMIR CESAR MARTINS

DIRETORIA

DIRETOR PRESIDENTE	DANIEL PIMENTEL SLAVIERO
DIRETORA DE GESTÃO EMPRESARIAL	ANA LETÍCIA FELLER
DIRETOR DE FINANÇAS E DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES	ADRIANO RUDEK DE MOURA
DIRETOR DE DESENVOLVIMENTO DE NEGÓCIOS	CASSIO SANTANA DA SILVA
DIRETOR JURÍDICO E DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS	EDUARDO VIEIRA DE SOUZA BARBOSA
DIRETOR DE GOVERNANÇA, RISCO E COMPLIANCE	VICENTE LOIÁCONO NETO
DIRETOR ADJUNTO	DAVID CAMPOS

CONTADOR

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

Companhia Paranaense de Energia

CNPJ Nº 76.483.817/0001-20
Companhia de Capital Aberto - CVM 1431-1
www.copel.com copel@copel.com
Rua Coronel Dulcídio, 800, Batel - Curitiba - PR
CEP 80420-170

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

DFP

Dezembro/2020

SUMÁRIO

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	3
Balanços Patrimoniais	3
Demonstrações de Resultados	5
Demonstrações de Resultados Abrangentes	6
Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido	7
Demonstrações dos Fluxos de Caixa	8
Demonstrações do Valor Adicionado	10
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	12
1 Contexto Operacional	12
2 Concessões e Autorizações	23
3 Base de Preparação	27
4 Principais Políticas Contábeis	32
5 Caixa e Equivalentes de Caixa	47
6 Títulos e Valores Mobiliários	48
7 Clientes	48
8 Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	50
9 Ativos e Passivos Financeiros Setoriais Líquidos	51
10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão	53
11 Ativos de contrato	55
12 Outros Créditos	58
13 Tributos	59
14 Despesas Antecipadas	64
15 Partes Relacionadas	65
16 Depósitos Judiciais	66
17 Investimentos	66
18 Imobilizado	71
19 Intangível	79
20 Obrigações Sociais e Trabalhistas	81
21 Fornecedores	81
22 Empréstimos e Financiamentos	82
23 Debêntures	86
24 Benefícios Pós-emprego	88
25 Encargos Setoriais a Recolher	93
26 Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	94
27 Contas a Pagar Vinculadas à Concessão	95
28 Direito de uso de ativos e Passivo de arrendamentos	96
29 Outras Contas a Pagar	99
30 Provisões para Litígios e Passivo Contingente	99
31 Patrimônio Líquido	104
32 Receita Operacional Líquida	107
33 Custos e Despesas Operacionais	111
34 Resultado Financeiro	114
35 Segmentos Operacionais	114
36 Instrumentos Financeiros	118
37 Transações com Partes Relacionadas	133
38 Compromissos	137
39 Seguros	138
40 Informações complementares à Demonstração dos Fluxos de Caixa	138
41 Ativos mantidos para venda e operações descontinuadas	139
42 Eventos subsequentes	142
RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE	144
RELATÓRIO ANUAL DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO	153
PARECER DO CONSELHO FISCAL	160
PROPOSTA DE ORÇAMENTO DE CAPITAL	161
DECLARAÇÃO	162

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
Balancos Patrimoniais

em 31 de dezembro de 2020, 31 dezembro de 2019 e 1º de janeiro de 2019

em milhares de reais

ATIVO	NE nº	Controladora			Reapresentado		Consolidado
		31.12.2020	31.12.2019	1º.01.2019	31.12.2020	31.12.2019	1º.01.2019
CIRCULANTE							
Caixa e equivalentes de caixa	5	42.700	25.304	315.003	3.222.768	2.941.727	1.948.409
Títulos e valores mobiliários	6	90	90	123.560	1.465	3.112	124.862
Cauções e depósitos vinculados		-	-	129	197	147	203
Clientes	7	-	-	-	3.768.242	3.120.168	2.944.091
Dividendos a receber		1.290.114	760.719	519.100	67.066	70.092	76.672
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	287.789	219.236	190.876	287.789	219.236	190.876
Ativos financeiros setoriais	9	-	-	-	173.465	355.570	421.184
Contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	-	4.515	4.545	4.180
Ativos de contrato	11	-	-	-	285.682	161.740	134.016
Outros créditos	12	1.025	1.068	7.027	514.185	426.865	363.250
Estoques		-	-	-	162.791	130.442	116.285
Imposto de renda e contribuição social		12.171	5.876	6.130	86.410	236.929	152.157
Outros tributos a recuperar	13.2	-	-	321	1.565.323	205.060	160.842
Despesas antecipadas	14	150	95	40	36.987	33.563	40.819
Partes relacionadas	15	40.298	6.039	8.134	-	-	-
		1.674.337	1.018.427	1.170.320	10.176.885	7.909.196	6.677.846
Ativos classificados como mantidos para venda	41	758.742	-	-	1.230.546	-	-
		2.433.079	1.018.427	1.170.320	11.407.431	7.909.196	6.677.846
NÃO CIRCULANTE							
Realizável a Longo Prazo							
Títulos e valores mobiliários	6	-	-	-	299.065	278.969	219.434
Outros investimentos temporários		22.385	27.734	19.511	22.385	27.734	19.511
Cauções e depósitos vinculados	22.1	-	-	-	133.521	98.433	89.555
Clientes	7	-	-	-	51.438	62.399	162.915
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8	1.104.835	1.131.449	1.254.166	1.104.835	1.131.449	1.254.166
Depósitos judiciais	16	125.738	124.219	131.840	486.746	504.190	528.290
Ativos financeiros setoriais	9	-	-	-	173.465	118.419	257.635
Contas a receber vinculadas à concessão	10	-	-	-	1.897.825	1.873.824	1.792.685
Ativos de contrato	11	-	-	-	5.207.115	4.628.913	4.053.040
Outros créditos	12	7.443	7.444	7.444	845.460	661.759	228.894
Imposto de renda e contribuição social		117.682	123.951	148.140	137.778	142.532	166.384
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.1	282.132	154.364	147.368	1.191.104	1.011.866	1.007.061
Outros tributos a recuperar	13.2	88.331	87.597	86.110	4.539.498	322.011	231.400
Despesas antecipadas	14	-	-	-	44	132	3.290
Partes relacionadas	15	140.337	108.983	104.751	-	-	-
		1.888.883	1.765.741	1.899.330	16.090.279	10.862.630	10.014.260
Investimentos	17	18.807.102	17.286.220	16.070.567	2.729.517	2.523.179	2.368.234
Imobilizado	18	2.725	1.143	996	9.495.460	10.592.103	10.840.663
Intangível	19	2.041	1.321	1.593	6.929.456	6.332.611	6.029.097
Direito de uso de ativos	28	962	271	-	132.521	92.831	-
		20.701.713	19.054.696	17.972.486	35.377.233	30.403.354	29.252.254
TOTAL DO ATIVO		23.134.792	20.073.123	19.142.806	46.784.664	38.312.550	35.930.100

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Balancos Patrimoniais

em 31 de dezembro de 2020, 31 dezembro de 2019 e 1º de janeiro de 2019 (continuação)

em milhares de reais

PASSIVO	NE nº	Controladora			Consolidado		
		31.12.2020	31.12.2019	1º.01.2019	31.12.2020	31.12.2019	1º.01.2019
CIRCULANTE							
Obrigações sociais e trabalhistas	20	16.759	8.437	6.747	684.046	337.044	284.179
Partes relacionadas	15	283.650	696	755	-	-	-
Fornecedores	21	3.184	3.956	2.731	2.291.307	1.685.280	1.419.243
Imposto de renda e contribuição social	13	-	1.811	-	681.831	60.132	197.949
Outras obrigações fiscais	13.2	952	120	152	490.608	501.068	451.433
Empréstimos e financiamentos	22	512.086	39.628	129.401	717.677	255.521	1.113.047
Debêntures	23	301.972	315.008	941.677	1.881.411	1.164.301	2.184.881
Dividendos a pagar		944.274	588.563	354.203	991.887	616.356	375.675
Benefícios pós-emprego	24	226	378	87	69.231	66.004	58.478
Encargos setoriais a recolher	25	-	-	-	33.712	28.508	79.872
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26	-	-	-	380.186	375.395	270.429
Contas a pagar vinculadas à concessão	27	-	-	-	88.951	73.032	67.858
Passivos financeiros setoriais	9	-	-	-	188.709	-	-
Passivo de arrendamentos	28	279	158	-	41.193	33.573	-
Outras contas a pagar	29	567	116	135	235.400	149.407	192.070
PIS e Cofins a restituir para consumidores	13.2.1	-	-	-	121.838	-	-
		2.063.949	958.871	1.435.888	8.897.987	5.345.621	6.695.114
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda	41	-	-	-	756.405	-	-
		2.063.949	958.871	1.435.888	9.654.392	5.345.621	6.695.114
NÃO CIRCULANTE							
Partes relacionadas	15	5.851	145	-	-	-	-
Fornecedores	21	-	-	-	145.145	187.913	49.956
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.1	-	-	-	484.338	293.666	157.420
Outras obrigações fiscais	13.2	2.978	2.817	2.602	622.483	662.114	796.732
Empréstimos e financiamentos	22	266.682	746.075	773.984	2.470.854	2.886.862	2.934.260
Debêntures	23	499.317	797.713	596.403	4.876.070	7.265.409	5.333.250
Benefícios pós-emprego	24	9.929	8.658	4.867	1.424.383	1.128.932	910.285
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26	-	-	-	284.825	282.776	322.306
Contas a pagar vinculadas à concessão	27	-	-	-	642.913	539.555	516.305
Passivos financeiros setoriais	9	-	-	-	-	102.284	96.531
Passivo de arrendamentos	28	707	125	-	97.168	63.031	-
Outras contas a pagar	29	1.936	1.434	3.957	469.886	349.462	116.954
PIS e Cofins a restituir para consumidores	13.2.1	-	-	-	3.805.985	-	-
Provisões para litígios	30	324.332	304.871	292.180	1.555.704	1.606.713	1.664.773
		1.111.732	1.861.838	1.673.993	16.879.754	15.368.717	12.898.772
PATRIMÔNIO LÍQUIDO							
Atribuível aos acionistas da empresa controladora							
Capital social	31.1	10.800.000	10.800.000	7.910.000	10.800.000	10.800.000	7.910.000
Ajustes de avaliação patrimonial	31.2	353.349	591.927	785.610	353.349	591.927	785.610
Reserva legal	31.3	1.209.458	1.014.248	914.751	1.209.458	1.014.248	914.751
Reserva de retenção de lucros	31.3	6.088.855	4.846.239	6.422.564	6.088.855	4.846.239	6.422.564
Dividendo adicional proposto de reserva de lucros não capitalizadas	31.4	1.507.449	-	-	1.507.449	-	-
		19.959.111	17.252.414	16.032.925	19.959.111	17.252.414	16.032.925
Atribuível aos acionistas não controladores	17.2.2	-	-	-	291.407	345.798	303.289
		19.959.111	17.252.414	16.032.925	20.250.518	17.598.212	16.336.214
TOTAL DO PASSIVO		23.134.792	20.073.123	19.142.806	46.784.664	38.312.550	35.930.100

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações de Resultados

dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e de 2019

em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2020	Reapresentado 31.12.2019	31.12.2020	Reapresentado 31.12.2019
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE					
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	32	-	-	18.633.249	15.869.245
Custos Operacionais	33	-	-	(13.347.822)	(11.464.148)
LUCRO OPERACIONAL BRUTO		-	-	5.285.427	4.405.097
Outras Receitas (Despesas) Operacionais					
Despesas com vendas	33	-	-	(159.825)	(175.772)
Despesas gerais e administrativas	33	(79.762)	(59.907)	(809.408)	(711.289)
Outras receitas (despesas) operacionais, líquidas	33	(24.423)	1.244	(256.475)	(322.506)
Resultado da equivalência patrimonial	17	3.551.254	2.177.629	193.547	106.757
		3.447.069	2.118.966	(1.032.161)	(1.102.810)
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS		3.447.069	2.118.966	4.253.266	3.302.287
Resultado Financeiro	34				
Receitas financeiras		335.485	209.679	1.839.668	729.506
Despesas financeiras		(86.076)	(235.033)	(973.397)	(1.184.870)
		249.409	(25.354)	866.271	(455.364)
LUCRO OPERACIONAL		3.696.478	2.093.612	5.119.537	2.846.923
IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	13.3				
Imposto de renda e contribuição social		-	(21.195)	(1.260.469)	(416.687)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		127.503	5.850	(24.896)	(258.974)
		127.503	(15.345)	(1.285.365)	(675.661)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO PROVENIENTE DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		3.823.981	2.078.267	3.834.172	2.171.262
OPERAÇÕES DESCONTINUADAS					
Lucro líquido (prejuízo) do exercício proveniente de operações descontinuadas		80.221	(88.321)	75.578	(108.393)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		3.904.202	1.989.946	3.909.750	2.062.869
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade		-	-	3.823.981	2.078.267
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas		-	-	80.221	(88.321)
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade	17.2.2	-	-	5.548	72.923
LUCRO LÍQUIDO PROVENIENTE DE OPERAÇÕES CONTINUADAS BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	31.5				
Ações ordinárias		1,33430	0,72523		
Ações preferenciais classe "A"		1,76982	0,89086		
Ações preferenciais classe "B"		1,46773	0,79778		
LUCRO LÍQUIDO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO ATRIBUÍDO AOS ACIONISTAS DA EMPRESA CONTROLADORA - em reais	31.5				
Ações ordinárias		1,36229	0,69440		
Ações preferenciais classe "A"		1,80062	0,85790		
Ações preferenciais classe "B"		1,49852	0,76388		

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações de Resultados Abrangentes
dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e de 2019
em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	Reapresentado 31.12.2019
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		3.904.202	1.989.946	3.909.750	2.062.869
Outros resultados abrangentes		-	-	-	-
Itens que não serão reclassificados para o resultado					
Ganhos (perdas) com passivos atuariais	31.2				
benefícios pós-emprego		(779)	(3.371)	(271.345)	(186.628)
benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial		(178.434)	(120.358)	-	-
Tributos sobre outros resultados abrangentes		265	1.146	92.190	63.444
Itens que poderão ser reclassificados para o resultado					
Perda com variação de participação em Controlada	31.2	-	(4.874)	-	-
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos		(178.948)	(127.457)	(179.155)	(123.184)
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		3.725.254	1.862.489	3.730.595	1.939.685
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações em continuidade				3.645.033	1.950.810
Atribuído aos acionistas da empresa controladora decorrente de operações descontinuadas				80.221	(88.321)
Atribuído aos acionistas não controladores decorrente de operações em continuidade				5.341	77.196

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido

dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e de 2019

em milhares de reais

	NE nº	Atribuível aos acionistas da empresa controladora							Total Controladora	Atribuível aos acionistas não controladores	Total Consolidado
		Capital social	Ajustes de avaliação patrimonial		Reservas de lucros			Lucros acumulados			
			Custo atribuído do imobilizado	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de retenção de lucros	Dividendo adicional proposto de reserva de lucros não capitalizadas				
Saldo em 1º de janeiro de 2019		7.910.000	806.220	(20.610)	914.751	6.422.564	-	-	16.032.925	303.289	16.336.214
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	1.989.946	1.989.946	72.923	2.062.869
Outros resultados abrangentes		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas atuariais, líquidas de tributos	31.2	-	-	(122.583)	-	-	-	-	(122.583)	(601)	(123.184)
Ganho (perda) com variação de participação em Controlada	31.2	-	-	(4.874)	-	-	-	-	(4.874)	4.874	-
Resultado abrangente total do exercício		-	-	(127.457)	-	-	-	1.989.946	1.862.489	77.196	1.939.685
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	31.2	-	(66.226)	-	-	-	-	66.226	-	-	-
Aumento de capital		2.890.000	-	-	-	(2.890.000)	-	-	-	-	-
Deliberação do dividendo adicional proposto	17.2.2	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.335)	(3.335)
Dividendos		-	-	-	-	-	-	-	-	(7.838)	(7.838)
Destinação proposta à A.G.O.:		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva legal		-	-	-	99.497	-	-	(99.497)	-	-	-
Juros sobre o capital próprio	31.4	-	-	-	-	-	-	(643.000)	(643.000)	-	(643.000)
Dividendos	31.4	-	-	-	-	-	-	-	-	(23.514)	(23.514)
Reserva de retenção de lucros		-	-	-	-	1.313.675	-	(1.313.675)	-	-	-
Saldo em 1º de janeiro de 2020		10.800.000	739.994	(148.067)	1.014.248	4.846.239	-	-	17.252.414	345.798	17.598.212
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	3.904.202	3.904.202	5.548	3.909.750
Outros resultados abrangentes		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdas atuariais, líquidas de tributos	31.2	-	-	(178.948)	-	-	-	-	(178.948)	(207)	(179.155)
Resultado abrangente total do período		-	-	(178.948)	-	-	-	3.904.202	3.725.254	5.341	3.730.595
Realização do custo atribuído do imobilizado, líquida de tributos	31.2	-	(59.630)	-	-	-	-	59.630	-	-	-
Deliberação do dividendo adicional proposto	17.2.2	-	-	-	-	-	-	-	-	(51.799)	(51.799)
Destinação proposta à A.G.O.:		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva legal		-	-	-	195.210	-	-	(195.210)	-	-	-
Juros sobre o capital próprio	31.4	-	-	-	-	-	-	(807.500)	(807.500)	-	(807.500)
Dividendo adicional proposto de reserva de lucros não capitalizadas	31.4	-	-	-	-	(1.507.449)	1.507.449	-	-	-	-
Dividendos	31.4	-	-	-	-	-	-	(211.057)	(211.057)	(7.933)	(218.990)
Reserva de retenção de lucros		-	-	-	-	2.750.065	-	(2.750.065)	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2020		10.800.000	680.364	(327.015)	1.209.458	6.088.855	1.507.449	-	19.959.111	291.407	20.250.518

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações dos Fluxos de Caixa

dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e de 2019

em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado
		31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
Lucro líquido do exercício proveniente de operações em continuidade		3.823.981	2.078.267	3.834.172	2.171.262
Lucro líquido (prejuízo) do exercício proveniente de operações descontinuadas		80.221	(88.321)	75.578	(108.393)
Lucro líquido do exercício		3.904.202	1.989.946	3.909.750	2.062.869
Ajustes para a reconciliação do lucro líquido do exercício com a geração de caixa das atividades operacionais:					
Encargos, variações monetárias e cambiais não realizadas - líquidas		(248.818)	(26.384)	456.456	760.727
Juros efetivos - bonificação pela outorga de contrato de concessão em regime de cotas	10.3	-	-	(94.307)	(91.404)
Remuneração de contratos de concessão de transmissão	11.3	-	-	(777.670)	(501.566)
Recuperação de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS	13.2.1	-	-	(1.755.112)	(105.184)
Imposto de renda e contribuição social	13.3	-	21.195	1.260.469	416.687
Imposto de renda e contribuição social diferidos	13.3	(127.503)	(5.850)	24.896	258.972
Resultado da equivalência patrimonial	17.1	(3.551.254)	(2.000.987)	(193.547)	(106.757)
Apropriação do cálculo atuarial dos benefícios pós-emprego	24.4	769	608	94.349	99.578
Apropriação das contribuições previdenciárias e assistenciais	24.4	4.732	4.797	130.129	138.974
Constituição para programas de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26.2	-	-	148.019	130.678
Reconhecimento do valor justo do ativo indenizável da concessão	32	-	-	(57.341)	(36.646)
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	32	-	-	(746.052)	(25.057)
Depreciação e amortização	33	1.990	1.953	1.009.912	950.726
Perdas estimadas, provisões e reversões operacionais líquidas	33.4	17.224	8.730	237.294	260.051
Resultado da combinação de negócios realizada com permuta de ativos - mais valia		-	-	-	1.414
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios		-	-	(722)	1.536
Valor justo nas operações de compra e venda de energia no mercado ativo	32.1	-	-	(137.463)	(204.876)
Valor justo nas operações com derivativos	34	-	-	(24.511)	-
Baixas de contas a receber vinculadas à concessão	10.1 e 10.2	-	-	144	146
Baixas de ativos de contrato	11.1 e 11.3	-	-	35.590	7.949
Resultado das baixas de imobilizado		-	3	5.195	15.287
Resultado das baixas de intangíveis	19.1 e 19.4	-	-	52.811	26.368
Resultado das baixas de direito de uso de ativos e passivo de arrendamentos - líquido	28.1 e 28.2	-	-	(314)	(31)
		1.342	(5.989)	3.577.975	4.060.441
Redução (aumento) dos ativos					
Clientes		-	-	(175.049)	243.617
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos		710.798	777.651	53.952	36.732
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	8.1	300.025	278.586	300.025	278.586
Depósitos judiciais		715	12.179	16.729	45.482
Ativos financeiros setoriais	9.2	-	-	979.642	277.265
Outros créditos		44	5.959	(13.898)	(59.793)
Estoques		-	-	(40.035)	(13.662)
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		(26)	24.443	123.582	(37.226)
Outros tributos a recuperar		(1.488)	(1.166)	74.125	(20.350)
Despesas antecipadas		(55)	(55)	(3.473)	10.450
Partes relacionadas		(32.041)	(2.137)	-	(602)
		977.972	1.095.460	1.315.600	760.499
Aumento (redução) dos passivos					
Obrigações sociais e trabalhistas		8.322	1.690	347.002	52.792
Partes relacionadas		5.843	86	-	-
Fornecedores		(772)	1.225	292.108	263.346
Outras obrigações fiscais		(75.405)	(56.370)	(79.053)	(132.423)
Benefícios pós-emprego	24.4	(5.161)	(4.694)	(197.143)	(199.007)
Encargos setoriais a recolher		-	-	5.204	(51.442)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	26.2	-	-	(153.729)	(91.306)
Contas a pagar vinculadas à concessão	27.1	-	-	(74.931)	(70.569)
Outras contas a pagar		953	(2.542)	117.610	(51.095)
Provisões para litígios quitadas		(271)	(187)	(167.316)	(366.066)
		(66.491)	(60.792)	89.752	(645.770)
CAIXA GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
		912.823	1.028.679	4.983.327	4.175.170
Imposto de renda e contribuição social pagos		(1.811)	(19.384)	(636.420)	(560.692)
Encargos de empréstimos e financiamentos pagos		(29.401)	(69.201)	(183.391)	(325.677)
Encargos de debêntures pagos		(40.286)	(163.298)	(386.281)	(664.247)
Encargos de passivo de arrendamentos pagos		(54)	(32)	(6.679)	(8.356)
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE					
		841.271	776.764	3.770.556	2.616.198
CAIXA LÍQUIDO (UTILIZADO) GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS					
	41	(80.221)	(88.321)	170.288	328.808
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS					
		761.050	688.443	3.940.844	2.945.006

(continua)

Demonstrações dos Fluxos de Caixa

dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e de 2019 (continuação)

em milhares de reais

	NE nº	Controladora		Consolidado	
		Reapresentado		Reapresentado	
		31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO					
Aplicações financeiras		5.349	115.376	(48.238)	45.170
Empréstimos concedidos a partes relacionadas		(40.000)	(24.410)	-	-
Recebimento de empréstimos concedidos a partes relacionadas		7.015	24.512	-	-
Aquisições de ativos de contrato		-	-	(1.349.688)	(1.042.093)
Participação financeira do consumidor - ativos de contrato		-	-	112.689	104.067
Aquisições de controladas - efeito no caixa		-	-	-	(123.794)
Aportes em investimentos	17.1	(68.127)	(271.968)	(72.439)	(133.874)
Redução de capital em investidas	17.1	228	-	228	35.035
Aquisições de imobilizado		(1.800)	(285)	(226.325)	(367.883)
Aquisições de intangível		(1.045)	(271)	(10.225)	(4.711)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		(98.380)	(157.046)	(1.593.998)	(1.488.083)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	41	-	-	(73.573)	(175.568)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		(98.380)	(157.046)	(1.667.571)	(1.663.651)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO					
Ingressos de empréstimos e financiamentos	22.4	-	-	263.000	796.296
Ingressos de debêntures emitidas		-	500.000	-	2.755.028
Ingressos de mútuos obtidos com partes relacionadas		280.000	48.000	-	-
Amortizações de principal de empréstimos e financiamentos		(38.500)	(115.500)	(248.863)	(1.655.065)
Amortizações de principal de debêntures		(300.000)	(853.400)	(1.036.490)	(1.977.125)
Amortizações de principal de mútuos obtidos com partes relacionadas		-	(48.000)	-	-
Amortizações de principal de passivo de arrendamentos		(329)	(141)	(46.365)	(27.490)
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(586.445)	(352.055)	(626.357)	(380.421)
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE		(645.274)	(821.096)	(1.695.075)	(488.777)
CAIXA LÍQUIDO (UTILIZADO) GERADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO PROVENIENTES DE OPERAÇÕES DESCONTINUADAS	41	-	-	(20.038)	200.740
CAIXA LÍQUIDO UTILIZADO PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		(645.274)	(821.096)	(1.715.113)	(288.037)
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		17.396	(289.699)	558.160	993.318
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	5	25.304	315.003	2.941.727	1.948.409
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa proveniente de operações em continuidade	5	42.700	25.304	3.222.768	2.515.179
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa proveniente de operações descontinuadas		-	-	277.119	426.548
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		17.396	(289.699)	558.160	993.318

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações do Valor Adicionado
dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e de 2019
em milhares de reais

VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Receitas				
Venda de energia e outros serviços	-	-	23.542.378	23.358.621
Receita de construção	-	-	1.575.632	1.453.905
Valor justo do ativo indenizável da concessão	-	-	57.341	36.646
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	-	-	746.052	25.057
Outras receitas	3.131	9.978	23.234	48.579
Perdas de crédito esperadas	-	-	(128.466)	(140.348)
	3.131	9.978	25.816.171	24.782.460
(-) Insumos adquiridos de terceiros				
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	7.437.496	6.581.602
Encargos de uso da rede elétrica (-) ESS e EER	-	-	1.547.636	1.308.499
Material, insumos e serviços de terceiros	27.521	16.492	1.104.539	685.903
Gás natural e insumos para operações de gás	-	-	452.384	750.010
Custo de construção	-	-	1.414.888	1.247.309
Perda de valores ativos	479	3	71.384	93.004
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos - <i>Impairment</i>	-	-	(48.111)	(120.689)
Outros insumos	39.109	27.673	281.190	237.084
	67.109	44.168	12.261.406	10.782.722
(=) VALOR ADICIONADO BRUTO	(63.978)	(34.190)	13.554.765	13.999.738
(-) Depreciação e amortização	1.990	1.953	1.009.913	950.727
(=) VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	(65.968)	(36.143)	12.544.852	13.049.011
(+) Valor adicionado transferido				
Resultado da equivalência patrimonial	3.551.254	2.177.629	193.547	106.757
Receitas financeiras	335.485	209.679	1.839.668	726.076
Outras receitas	783	1.120	173.727	145.864
	3.887.522	2.388.428	2.206.942	978.697
Valor adicionado proveniente de operações descontinuadas	80.221	(88.321)	300.178	76.121
	3.901.775	2.263.964	15.051.972	14.103.829

(continua)

Demonstrações do Valor Adicionado
 dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e de 2019 (continuação)
 em milhares de reais

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO	Controladora				Consolidado			
	31.12.2020		31.12.2019		31.12.2020		31.12.2019	
		%		%		%		%
Pessoal								
Remunerações e honorários	11.163		12.862		873.359		923.900	
Planos previdenciário e assistencial	2.620		2.511		228.634		238.326	
Auxílio alimentação e educação	1.501		1.091		107.052		113.021	
Encargos sociais - FGTS	469		805		50.213		54.369	
Programa de desligamentos voluntários	-		1.585		66.905		43.517	
Provisões por desempenho e participação nos lucros	11.265		1.430		481.681		155.544	
	27.018	0,7	20.284	0,9	1.807.844	12,0	1.528.677	10,8
Governo								
Federal								
Tributos	(92.752)		92.148		1.768.376		2.314.207	
Encargos setoriais	-		-		2.169.963		2.460.376	
Estadual	31		19		4.192.462		4.447.426	
Municipal	7		30		9.259		7.217	
	(92.714)	(2,4)	92.197	4,1	8.140.060	54,1	9.229.226	65,4
Terceiros								
Juros	58.026		160.984		936.740		1.075.622	
Arrendamentos e aluguéis	243		553		10.842		10.092	
Doações, subvenções e contribuições	5.000		-		22.136		12.829	
	63.269	1,6	161.537	7,1	969.718	6,4	1.098.543	7,8
Acionistas								
Lucros retidos	1.297.975		1.435.267		1.302.618		1.455.339	
Remuneração do capital próprio	807.500		643.000		807.500		643.000	
Dividendos	211.057		-		211.057		-	
Dividendo adicional proposto de reserva de lucros não capitalizadas	1.507.449		-		1.507.449		-	
Participações de acionistas não controladores	-		-		5.548		72.923	
	3.823.981	98,0	2.078.267	91,8	3.834.172	25,5	2.171.262	15,5
Valor adicionado distribuído proveniente de operações descontinuadas	80.221	2,1	(88.321)	(3,9)	300.178	2,0	76.121	0,5
	3.901.775	100,0	2.263.964	100,0	15.051.972	100,0	14.103.829	100,0

As notas explicativas - NE são parte integrante das demonstrações financeiras

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
para os exercícios findos em 31 de dezembro de 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 acompanhando 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 concluiu 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. (NE nº 1.2.1)	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%
Valor justo dos ativos líquidos adquiridos pela Copel	542
Valor da contraprestação transferida	294
Compra vantajosa	248

Em 1º.03.2021 iniciou a operação comercial de 3 MWp (megawatt-pico, unidade de potência de energia fotovoltaica) de um total 5,36 MWp de potência instalada, o suficiente para já atender o consumo de energia de aproximadamente 2.500 residências.

1.1.3 Coligadas

Coligada	Sede	Atividade principal	Participação %	
			%	Investidora
Dona Francisca Energética S.A.	Agudo/RS	Geração de energia elétrica	23,0303	Copel
Foz do Chopim Energética Ltda.	Curitiba/PR	Geração de energia elétrica	35,77	Copel GeT
Carbocampel S.A.	Figueira/PR	Exploração de carvão	49,0	Copel
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)

Consórcio	Consorticiados	Participação %
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
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
Copel DIS	Contrato de concessão nº 046/1999, prorrogado pelo 5º Termo Aditivo	100	07.07.2045
Copel TEL (NE nº 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 Eolielétrica - EOL

2.1.1 Compagás

A Compagás tem contrato de concessão firmado com o Poder Concedente, o Estado do Paraná, que determina vigência de 30 anos a partir de 06.07.1994.

Em 07.12.2017, o Estado do Paraná publicou a Lei Complementar nº 205, trazendo nova interpretação quanto ao término de vencimento da concessão, entendendo que o mesmo ocorria em 20.01.2019. Houve um entendimento entre os acionistas de que a lei poderia ser questionada e a Compagás entrou com ação judicial, entendendo pela inconstitucionalidade da Lei. Foi deferida tutela provisória à Compagás reconhecendo a validade da cláusula de vencimento prevista em contrato.

Diante do exposto, no entanto, não houve consenso entre o entendimento da Copel e da Compagás sobre a definição de qual documento deveria ser utilizado para o reconhecimento contábil, de modo que a Copel considerou a Lei Complementar como documento para fins de registro contábil enquanto a Compagás manteve seus registros contábeis considerando a data de vencimento prevista no contrato de concessão.

Em 1º.12.2020, foi emitida a Lei Complementar nº 227 que revogou o artigo 15 da Lei Complementar nº 205/17, que determinava o vencimento da concessão da exploração dos serviços de gás canalizado pela Compagás em 20.01.2019. Diante disso, a Copel reavaliou os saldos do ativo financeiro e ativo intangível da Compagás dentro do seu balanço consolidado, de modo que, a partir de dezembro de 2020, o saldo do ativo financeiro, a ser recebido pela indenização prevista no contrato de concessão, é o mesmo saldo registrado no balanço da sua investida e a diferença gerada pelo ajuste de prática realizado desde dezembro de 2017, registrada no intangível, será amortizada até o final da concessão.

Os impactos estão apresentados a seguir:

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

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
Contratos de Concessões de Linhas de Transmissão - LT e Subestações - SE			
Contrato nº 060/2001 - Instalações de transmissão (diversos LTs e SEs) - prorrogado pelo 3º termo aditivo	100	01.01.2043	2023
Contrato nº 075/2001 - LT 230 kV Bateias - Jaguariaíva	100	17.08.2031	(b)
Contrato nº 006/2008 - LT 230 kV Bateias - Pilarzinho	100	17.03.2038	2023
Contrato nº 027/2009 - LT 525 kV Foz do Iguaçu - Cascavel Oeste	100	19.11.2039	2025
Contrato nº 010/2010 - LT 500 kV Araraquara II - Taubaté	100	06.10.2040	2021
Contrato nº 015/2010 - SE Cerquilho III 230/138 kV	100	06.10.2040	2021
Contrato nº 022/2012 - LT 230 kV Londrina - Figueira e LT 230 kV Foz do Chopim - Salto Osório	100	27.08.2042	2023
Contrato nº 002/2013 - LT 230 kV Assis - Paraguaçu Paulista II e SE Paraguaçu Paulista II 230 kV	100	25.02.2043	2023
Contrato nº 005/2014 - LT 230 kV Bateias - Curitiba Norte e SE Curitiba Norte 230/138 kV	100	29.01.2044	2024
Contrato nº 021/2014 - LT 230 kV Foz do Chopim - Realeza e SE Realeza 230/138 kV	100	05.09.2044	2025
Contrato nº 022/2014 - LT 500 kV Assis - Londrina	100	05.09.2044	2025
Contrato nº 006/2016 - LT 525 kV Curitiba Leste - Blumenau (a)	100	07.04.2046	2021
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			
Contratos de Concessão / Autorização das Participações Societárias			
Costa Oeste Transmissora	Contrato nº 001/2012:	100	12.01.2042
	LT 230 kV Cascavel Oeste - Umuarama		
	SE Umuarama 230/138 kV		
Caiuá Transmissora	Contrato nº 007/2012:	49	10.05.2042
	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		
Marumbi Transmissora	Contrato nº 008/2012:	100	10.05.2042
	LT 525 kV Curitiba - Curitiba Leste		
	SE Curitiba Leste 525/230 kV		
Integração Maranhense	Contrato nº 011/2012:	49	10.05.2042
Matrinchã Transmissora	Contrato nº 012/2012:	49	10.05.2042
	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		
Guaraciaba Transmissora	Contrato nº 013/2012:	49	10.05.2042
	LT 500 kV Ribeirãozinho - Rio Verde Norte		
	LT 500 kV Rio Verde Norte - Marimbondo II		
	SE Marimbondo II 500 kV		
Paranaíba Transmissora	Contrato nº 007/2013:	24,5	02.05.2043
	LT 500 kV Barreiras II - Rio das Éguas		
	LT 500 kV Rio das Éguas - Luziânia		
	LT 500 kV Luziânia - Pirapora 2		
Mata de Santa Genebra	Contrato nº 001/2014:	50,1	14.05.2044
	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		
Cantareira Transmissora	Contrato nº 019/2014:	49	05.09.2044
Uirapuru Transmissora	Contrato nº 002/2005:	100	04.03.2035
	LT 525 kV Ivaiporã - Londrina		(b)

(a) Empreendimento em construção, com previsão pra entrada comercial em 21.03.2021.

(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.

A emissão destas demonstrações financeiras individuais e consolidadas foi aprovada pela Administração em 17.03.2021.

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
BALANÇO PATRIMONIAL						
ATIVO	20.073.123	-	20.073.123	38.312.550	-	38.312.550
ATIVO CIRCULANTE	1.018.427	-	1.018.427	7.909.196	-	7.909.196
Contas a receber vinculadas à concessão	-	-	-	58.842	(54.297)	4.545
Ativos de contrato	-	-	-	107.443	54.297	161.740
ATIVO NÃO CIRCULANTE	19.054.696	-	19.054.696	30.403.354	-	30.403.354
Contas a receber vinculadas à concessão	-	-	-	2.558.796	(684.972)	1.873.824
Ativos de contrato	-	-	-	3.943.941	684.972	4.628.913

1º.01.2019	Controladora			Consolidado		
	Apresentado	Ajustes	Reapresentado	Apresentado	Ajustes	Reapresentado
BALANÇO PATRIMONIAL						
ATIVO	19.142.806	-	19.142.806	35.930.100	-	35.930.100
ATIVO CIRCULANTE	1.170.320	-	1.170.320	6.677.846	-	6.677.846
Contas a receber vinculadas à concessão	-	-	-	53.177	(48.997)	4.180
Ativos de contrato	-	-	-	85.019	48.997	134.016
ATIVO NÃO CIRCULANTE	17.972.486	-	17.972.486	29.252.254	-	29.252.254
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

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
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO						
Receita operacional líquida	-	-	-	16.244.274	(375.029)	15.869.245
Custos operacionais	-	-	-	(11.760.176)	296.028	(11.464.148)
Lucro operacional bruto	-	-	-	4.484.098	(79.001)	4.405.097
Despesas com vendas	-	-	-	(207.059)	31.287	(175.772)
Despesas 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
Lucro antes do resultado financeiro e dos tributos	2.030.645	88.321	2.118.966	3.190.681	111.606	3.302.287
Resultado Financeiro	(25.354)	-	(25.354)	(488.486)	33.122	(455.364)
Lucro operacional	2.005.291	88.321	2.093.612	2.702.195	144.728	2.846.923
Imposto de renda e contribuição social	(15.345)	-	(15.345)	(639.326)	(36.335)	(675.661)
Lucro líquido do período - operações continuadas	1.989.946	88.321	2.078.267	2.062.869	108.393	2.171.262
Resultado de operações descontinuadas	-	(88.321)	(88.321)	-	(108.393)	(108.393)
Lucro líquido do período	1.989.946	-	1.989.946	2.062.869	-	2.062.869
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	-	-	-	1.989.946	-	1.989.946
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	72.923	-	72.923
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE						
Total de outros resultados abrangentes, líquido de tributos	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente do período	1.989.946	-	1.989.946	2.062.869	-	2.062.869
Atribuído aos acionistas da empresa controladora	-	-	-	1.989.946	-	1.989.946
Atribuído aos acionistas não controladores	-	-	-	72.923	-	72.923
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA						
Fluxo de caixa das atividades operacionais	688.443	-	688.443	2.945.006	-	2.945.006
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
Fluxo de caixa das atividades de investimento	(157.046)	-	(157.046)	(1.663.651)	-	(1.663.651)
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)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(821.096)	-	(821.096)	(288.037)	-	(288.037)
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
Total dos efeitos no caixa e equivalentes de caixa	(289.699)	-	(289.699)	993.318	-	993.318
DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO						
Valor Adicionado a Distribuir	2.263.964	-	2.263.964	14.103.829	-	14.103.829
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
Distribuição do Valor Adicionado	2.263.964	-	2.263.964	14.103.829	-	14.103.829
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
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas da empresa controladora		
Ações ordinárias	6,94344	0,69440
Ações preferenciais classe "A"	9,11525	0,85790
Ações preferenciais classe "B"	7,63812	0,76388
Valor bruto dos dividendos por ação		
Ações ordinárias	2,24235	0,22423
Ações preferenciais classe "A"	3,94657	0,39466
Ações preferenciais classe "B"	2,46692	0,24669

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 patrocinam planos previdenciários para complementação de aposentadoria e pensão e Plano Assistencial (assistência médica e odontológica) para seus empregados ativos e seus dependentes legais. Os valores desses compromissos atuariais (contribuições, custos, passivos e/ou ativos) são calculados anualmente por atuário independente, com a data base que coincide com o encerramento do exercício. As premissas econômicas e financeiras para efeitos da avaliação atuarial são discutidas com o atuário independente e aprovadas pela Administração da Controladora.

Os ativos dos planos de benefícios são avaliados pelos valores de mercado (marcação a mercado). O valor do passivo assistencial líquido é reconhecido pelo valor presente da obrigação atuarial, deduzido o valor justo dos ativos do plano. A adoção do método da unidade de crédito projetada agrega cada ano de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, somando-se até o cálculo da obrigação final.

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

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

4.18 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 Companhia 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
	42.700	25.304	3.222.768	2.941.727

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

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

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
		90	90	300.530	282.081
	Circulante	90	90	1.465	3.112
	Não circulante	-	-	299.065	278.969

Certificado de Depósito Interbancário - CDI

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

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

7 Clientes

Consolidado	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Saldo 31.12.2020	Saldo 31.12.2019
Consumidores					
Residencial	388.190	211.050	40.184	639.424	579.715
Industrial	213.229	21.048	78.025	312.302	298.719
Comercial	255.691	51.502	28.246	335.439	363.986
Rural	87.666	21.676	309	109.651	103.271
Poder público	32.687	1.646	3.037	37.370	55.847
Iluminação pública	42.319	4.296	-	46.615	38.523
Serviço público	40.856	658	298	41.812	44.983
Fornecimento não faturado - cativos	583.209	-	-	583.209	516.203
Parcelamento de débitos - cativos (7.1)	206.170	20.011	65.666	291.847	204.192
Subsídio baixa renda - Eletrobras	13.783	-	-	13.783	12.174
Consumidores livres	161.273	1.613	900	163.786	132.756
Outros créditos	62.362	23.105	82.803	168.270	148.375
	2.087.435	356.605	299.468	2.743.508	2.498.744
Concessionárias, permissionárias e comercializadoras					
Contratos bilaterais	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
Suprimento de energia elétrica	960.945	1.808	126.534	1.089.287	666.667
Encargos de uso da rede elétrica	271.008	1.396	9.104	281.508	215.582
Telecomunicações	-	-	-	-	67.304
Distribuição de gás	56.862	1.342	12.724	70.928	111.026
(-) Perdas de créditos esperadas (7.3)	(7.610)	(11.964)	(345.977)	(365.551)	(376.756)
	3.368.640	349.187	101.853	3.819.680	3.182.567
	Circulante			3.768.242	3.120.168
	Não circulante			51.438	62.399

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 - MCSD-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	Reclas si- cação (a)	Saldo em 31.12.2020
Consumidores								
Residencial	21.722	71.794	(51.692)	41.824	65.937	(60.365)	-	47.396
Industrial	87.197	33.772	(23.015)	97.954	22.487	(31.575)	-	88.866
Comercial	69.717	27.866	(26.658)	70.925	29.092	(31.294)	-	68.723
Rural	3.810	1.499	(1.920)	3.389	4.788	(4.240)	-	3.937
Poder público	4.874	435	(419)	4.890	9	(1.815)	-	3.084
Iluminação pública	120	(117)	-	3	20	(15)	-	8
Serviço público	199	145	(79)	265	124	(246)	-	143
Não faturado - cativos	1.502	(322)	-	1.180	409	-	-	1.589
Ajuste a valor presente	(2.883)	1.442	-	(1.441)	791	-	-	(650)
	186.258	136.514	(103.783)	218.989	123.657	(129.550)	-	213.096
Concessionárias, permissionárias e comercializadoras								
CCEE (7.2)	119.665	-	-	119.665	-	-	-	119.665
Concessionárias e permissionárias	9.474	11.608	(657)	20.425	392	(284)	-	20.533
	129.139	11.608	(657)	140.090	392	(284)	-	140.198
Telecomunicações	3.879	13.292	(12.022)	5.149	3.609	(6.260)	(2.498)	-
Distribuição de gás	12.112	1.063	(647)	12.528	238	(509)	-	12.257
	331.388	162.477	(117.109)	376.756	127.896	(136.603)	(2.498)	365.551

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 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 Mutação do CRC

Saldo em 1º.01.2019	Juros	Variacão monetária	Recebimentos	Saldo em 31.12.2019	Juros	Variacão monetária	Recebimentos	Saldo em 31.12.2020
1.445.042	87.710	96.519	(278.586)	1.350.685	80.788	261.176	(300.025)	1.392.624
Circulante				219.236				287.789
Não circulante				1.131.449				1.104.835

8.2 Vencimento das parcelas de longo prazo

2022	306.928
2023	327.341
2024	349.111
2025	121.455
	1.104.835

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
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2019				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	-	-	235.192	-
Energia elétrica para revenda - Itaipu	-	-	342.647	-
Transporte de energia pela rede básica	-	-	(47.214)	-
Transporte de energia de Itaipu	-	-	9.937	-
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	-	-	(160.277)	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	98.722	-
Proinfa	-	-	8.528	-
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	-	-	29.690	-
Sobrecontratação	-	-	(116.673)	-
Risco hidrológico	-	-	(119.416)	-
Devoluções tarifárias	-	-	(43.538)	-
Outros	-	-	(448)	-
	-	-	237.150	-
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2020				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	-	-	15.298	15.298
Energia elétrica para revenda - Itaipu	-	-	225.340	225.340
Transporte de energia pela rede básica	-	-	30.126	30.126
Transporte de energia de Itaipu	-	-	7.227	7.227
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	-	-	(52.336)	(52.336)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	27.103	27.103
Proinfa	-	-	(30)	(30)
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	-	-	9.408	9.408
Compensação acordos bilaterais CCEAR	-	-	20.096	20.096
Sobrecontratação	-	-	(25.725)	(25.725)
Risco hidrológico	-	-	(113.872)	(113.872)
Devoluções tarifárias	-	-	(24.215)	(24.216)
	-	-	118.420	118.419
Ativos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2021				
Parcela A				
Energia elétrica para revenda - CVA Energ	(54.864)	(54.864)	-	-
Energia elétrica para revenda - Itaipu	231.588	231.588	-	-
Transporte de energia pela rede básica	88.137	88.137	-	-
Transporte de energia de Itaipu	9.766	9.766	-	-
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	11.266	11.266	-	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(903)	(903)	-	-
Proinfa	(89)	(89)	-	-
Outros componentes financeiros				
Neutralidade	27.923	27.923	-	-
Sobrecontratação	78.836	78.836	-	-
Risco hidrológico	(143.147)	(143.147)	-	-
Devoluções tarifárias	(76.144)	(76.144)	-	-
Outros	1.096	1.096	-	-
	173.465	173.465	-	-
	173.465	173.465	355.570	118.419

Consolidado	31.12.2020		31.12.2019	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Passivos financeiros setoriais - reajuste tarifário 2020				
Parcela A				
Energia elétrica comprada para revenda - CVA Energ	9.675	-	-	-
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	(3.401)	-	-	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(66)	-	-	-
Proinfa	33	-	-	-
Transporte de energia pela rede básica	603	-	-	-
Transporte de energia de Itaipu	214	-	-	-
Outros componentes financeiros				
Compensação acordos bilaterais CCEAR	36.395	-	-	-
Risco hidrológico	(187.817)	-	-	-
Devoluções tarifárias	(41.381)	-	-	-
Sobrecontratação	(26.995)	-	-	-
Neutralidade	21.419	-	-	-
Outros	2.612	-	-	-
	(188.709)	-	-	-
Passivos financeiros setoriais - revisão tarifária 2021				
Componentes financeiros				
Devoluções tarifárias	-	-	-	(102.284)
	-	-	-	(102.284)
	(188.709)	-	-	(102.284)

9.2 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
		Constitui�o	Amortiza�o	Atualiza�o			
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
Compensac�o acordos bilaterais CCEAR	40.192	75.917	(79.714)	-	-	-	36.395
Risco hidrológico	(347.160)	(444.291)	322.432	(5.092)	-	-	(474.111)
Devolu�es tarifárias	(194.253)	(83.514)	88.269	(4.171)	-	-	(193.669)
Sobrecontrata�o	(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 n  1, letra a.

Consolidado	Saldo em 31.12.2018	Receita Operacional		Resultado financeiro	Bandeiras tarifárias	Saldo em 31.12.2019
		Constituição	Amortização	Atualização		
Parcela A						
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
Outros componentes financeiros						
Neutralidade	123.028	(1.122)	(74.698)	1.298	-	48.506
Compensação acordos bilaterais CCEAR	5.237	80.385	(45.430)	-	-	40.192
Ajuste CVA Angra 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)
	582.288	515.934	(490.877)	41.625	(277.265)	371.705
Ativo circulante	421.184					355.570
Ativo não circulante	257.635					118.419
Passivo não circulante	(96.531)					(102.284)

10 Contas a Receber Vinculadas à Concessão

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 cota:	671.204	647.984	625.772
Contrato de concessão de geração de energia elétrica (10.4)	81.202	69.182	65.811
	1.902.340	1.878.369	1.796.865
Circulante	4.515	4.545	4.180
Não circulante	1.897.825	1.873.824	1.792.685

10.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

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

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

10.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

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

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

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

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

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

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

10.4 Contrato de concessão de geração de energia elétrica

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

Saldo residual dos ativos de geração de energia elétrica da UHE GPS e UHE Mourão I. A Copel GeT depreciou as usinas até 2015, data de vencimento das concessões, e o saldo remanescente foi reclassificado para a rubrica contas a receber vinculadas à concessão.

Apesar de o Poder Concedente ainda não ter divulgado a forma do pagamento da remuneração dos ativos, a expectativa da Administração sobre a indenização desses ativos indica a recuperabilidade do saldo registrado, baseada na metodologia de compensação determinada pela Aneel.

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

11 Ativos de contrato

Consolidado	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
	5.492.797	4.790.653	4.187.056
Circulante	285.682	161.740	134.016
Não circulante	5.207.115	4.628.913	4.053.040

11.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Obrigações especiais		Total
	Ativo		
Em 1º.01.2019	664.755	(24.255)	640.500
Aquisições	1.021.644	-	1.021.644
Participação financeira do consumidor	-	(104.067)	(104.067)
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	1.823	-	1.823
Transferências para o intangível (NE nº 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)
Em 31.12.2019	875.354	(31.070)	844.284
Aquisições	1.391.267	-	1.391.267
Participação financeira do consumidor	-	(112.689)	(112.689)
Provisão para litígios adicionada ao custo das obras	1.522	-	1.522
Transferências para o intangível (NE nº 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)
Em 31.12.2020	1.144.780	(29.819)	1.114.961

Saldo referente ao direito contratual da concessionária relacionado às obras em construção para atendimento às necessidades da concessão. Os custos de empréstimos, financiamentos e debêntures capitalizados no exercício findo em 31.12.2020 totalizaram R\$ 9.537, à taxa média de 0,38% a.a. (R\$ 6.838, à taxa média de 0,28% a.a., em 31.12.2019).

11.2 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

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

11.3 Contratos de concessão de transmissão

	Ativo concessões	Ativo RBSE	Total Reapresentado
Em 1º.01.2019	2.166.757	1.354.081	3.520.838
Efeito de combinações de negócios	117.942	-	117.942
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	282	-	282
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(176.724)	(214.336)	(391.060)
Transferências para o imobilizado	(3.353)	-	(3.353)
Transferência de depósitos judiciais e litígios	(313)	-	(313)
Remuneração	280.630	177.961	458.591
Receita de construção	175.219	-	175.219
Margem de construção	2.892	-	2.892
Ganho por eficiência (11.3.1)	38.597	-	38.597
Em 31.12.2019	2.601.929	1.317.706	3.919.635
Realização de mais/menos valia em combinações de negócios	722	-	722
Transferências para encargos do uso da rede - clientes	(312.120)	(266.027)	(578.147)
Transferências para o imobilizado	(613)	-	(613)
Transferência de litígios	(576)	-	(576)
Remuneração	489.438	291.669	781.107
Receita de construção	255.578	-	255.578
Margem de construção	4.217	-	4.217
Perda por ineficiência (11.3.1)	(7.654)	-	(7.654)
Baixas	(23.687)	-	(23.687)
Em 31.12.2020	3.007.234	1.343.348	4.350.582

Em 30.06.2020 a Aneel publicou a Resolução Homologatória nº 2.715, na qual homologou o resultado da revisão periódica da RAP do contrato nº 060/2001 e em 14.07.2020 emitiu a Resolução Homologatória nº 2.725, que estabelece a RAP pela disponibilização das instalações sob responsabilidade da Companhia. No processo da primeira revisão tarifária do contrato nº 060/2001, referente aos ciclos tarifários de 2018/2023 e que se realiza a cada cinco anos, foram reavaliados os custos operacionais, o custo de capital (WACC) e a base de remuneração, o que resultou em um índice de reposicionamento da RAP da Companhia de 10,16% em relação ao ciclo anterior.

Adicionalmente, em relação aos ativos RBSE, a Resolução Homologatória nº 2.715 fixou o reposicionamento tarifário e incluiu a “remuneração” na parcela da RAP, que outrora havia sido excluída provisoriamente por força de decisão judicial ora cassada. Tais valores serão recebidos a partir do quarto ciclo tarifário iniciado em julho de 2020 até junho de 2025, inclusive com a adição dos montantes não recebidos tempestivamente devido os efeitos provisórios da liminar judicial, o qual será acrescido nos próximos três ciclos de RAP que se iniciarão em julho de 2020 até junho de 2023. O impacto da revisão tarifária nos ativos RBSE totalizaram o montante de R\$ 122.027, registrado na receita operacional de 2020.

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	ICPA (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
	8.468	8.512	1.359.645	1.088.624
Circulante	1.025	1.068	514.185	426.865
Não circulante	7.443	7.444	845.460	661.759

CCRBT - Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias

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

(b) Adiantamento previsto em cláusula contratual.

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
Ativo não circulante							
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
	176.497	5.906	1.146	183.549	125.070	265	308.884
(-) Passivo não circulante							
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
	29.129	56	-	29.185	(2.433)	-	26.752
Líquido	147.368	5.850	1.146	154.364	127.503	265	282.132

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
Ativo não circulante									
Provisões para litígios	573.177	(62.662)	6.237	-	516.752	(6.072)	-	-	510.680
Benefícios pós-emprego	328.685	13.285	-	63.444	405.414	9.433	-	92.190	507.037
<i>Impairment</i>	328.011	57.456	-	-	385.467	(63.827)	-	-	321.640
Provisão para P&D e PEE	154.491	10.840	-	-	165.331	(12.833)	-	-	152.498
Perdas de créditos esperadas	114.010	17.811	-	-	131.821	(2.868)	-	-	128.953
Prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	71.140	27.102	-	-	98.242	144.493	-	-	242.735
INSS - liminar sobre depósito judicial	67.010	4.190	-	-	71.200	3.340	-	-	74.540
Provisões por desempenho e participação nos lucros	30.548	21.567	-	-	52.115	109.622	-	-	161.737
Amortização do direito de concessão	53.339	5.005	-	-	58.344	(11.135)	-	-	47.209
Contratos de concessão	23.606	(1.253)	-	-	22.353	(1.292)	-	-	21.061
Provisão para compra de energia	155.570	(137.531)	-	-	18.039	-	-	-	18.039
(-) Reclassificação (a)	-	-	-	-	-	(1.771)	(81.971)	-	(83.742)
Outros	147.771	(4.512)	-	-	143.259	22.634	-	-	165.893
	2.047.358	(48.702)	6.237	63.444	2.068.337	189.724	(81.971)	92.190	2.268.280
(-) Passivo não circulante									
Contratos de concessão	613.658	99.199	(1.026)	-	711.831	188.674	-	-	900.505
Custo atribuído ao imobilizado	415.325	(34.116)	-	-	381.209	(30.718)	-	-	350.491
Instrumentos financeiros derivativos	5.030	65.915	-	-	70.945	46.737	-	-	117.682
Atualização de depósitos judiciais	64.167	(3.022)	-	-	61.145	1.981	-	-	63.126
Depreciação acelerada	32.682	17.640	-	-	50.322	25.633	-	-	75.955
Custo de transação - empréstimos e debêntures	31.127	981	-	-	32.108	(7.539)	-	-	24.569
(-) Reclassificação (a)	-	-	-	-	-	478	(3.243)	-	(2.765)
Outros	35.728	6.849	-	-	42.577	(10.626)	-	-	31.951
	1.197.717	153.446	(1.026)	-	1.350.137	214.620	(3.243)	-	1.561.514
Líquido	849.641	(202.148)	7.263	63.444	718.200	(24.896)	(78.728)	92.190	706.766
Ativo apresentado no Balanço Patrimonial	1.007.061	-	-	-	1.011.866	-	-	-	1.191.104
Passivo apresentado no Balanço Patrimonial	(157.420)	-	-	-	(293.666)	-	-	-	(484.338)

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 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)
	308.884	(26.752)	2.268.280	(1.561.514)

13.1.2 Créditos fiscais não reconhecidos

Em 31.12.2020, a UEG Araucária não reconheceu créditos de imposto de renda e contribuição social sobre prejuízos fiscais e bases negativas no montante de R\$ 131.655 (R\$ 83.273 em 31.12.2019) por não haver, naquele momento, razoável certeza de geração de lucros tributáveis futuros suficientes para absorção dos referidos ativos.

13.2 Outros tributos a recuperar e outras obrigações fiscais

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Ativo circulante				
ICMS a recuperar	-	-	89.942	103.977
PIS/Pasep e Cofins a compensar (13.2.1)	-	-	1.474.119	98.942
Outros tributos a compensar	-	-	1.262	2.141
	-	-	1.565.323	205.060
Ativo não circulante				
ICMS a recuperar	-	-	84.376	74.568
PIS/Pasep e Cofins a compensar (13.2.1)	88.318	87.583	4.421.403	213.667
Outros tributos a compensar	13	14	33.719	33.776
	88.331	87.597	4.539.498	322.011
Passivo circulante				
ICMS a recolher	-	-	201.138	179.662
PIS/Pasep e Cofins a recolher	-	-	179.133	125.197
IRRF sobre JSCP	-	-	43.950	117.807
Programa Especial de Regularização Tributária	-	-	50.565	49.310
Parcelamento ordinário junto à Receita Federal do Brasil	-	-	-	18.063
Outros tributos	952	120	15.822	11.029
	952	120	490.608	501.068
Passivo não circulante				
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
	2.978	2.817	622.483	662.114

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
Efeito no ativo	5.655.754
PIS/Pasep e Cofins a restituir para consumidores	(3.805.985)
Obrigações fiscais - PIS/Pasep e Cofins a recolher sobre receita financeira	(94.657)
Imposto de renda e contribuição social	(596.738)
Efeito no passivo	(4.497.380)
EFETO NO BALANÇO PATRIMONIAL	1.158.374
Receita operacional líquida	810.563
Receita financeira, líquida de PIS e Cofins	944.549
Imposto de renda e contribuição social	(596.738)
EFETO NA DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	1.158.374

Os valores de Pis e Cofins da Copel DIS dos meses de março a junho de 2020, que ainda não tinham sido pagos quando do desfecho da ação, foram remensurados com os efeitos da decisão judicial e reclassificados para a conta de passivo a restituir para os consumidores. O quadro abaixo apresenta, portanto, o saldo total a devolver aos consumidores registrados no balanço patrimonial:

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

No saldo também está contido o registro decorrente do trânsito em julgado da ação judicial em que a Compagás discutia a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/Pasep e Cofins. Diante da decisão favorável, a Compagás registrou, em setembro de 2019, o direito no valor de R\$ 107.453 na rubrica de Outros tributos a recuperar, com contrapartida de R\$ 100.931 na receita operacional e R\$ 6.522 na receita financeira. Parte destes créditos já foram recuperados durante o exercício de 2020, de modo que o saldo atualizado em 31.12.2020 é de R\$ 83.716.

13.2.2 PIS e Cofins com exigibilidade suspensa

A Copel Telecomunicações S.A. obteve, em 15.05.2020, em decisão liminar, a tutela antecipada favorável a Companhia, suspendendo a exigibilidade de parcela do Pis e Cofins, reconhecendo que o ICMS não deve ser incluído na base de cálculo dessas contribuições. Dessa forma, a Companhia vem suspendendo o pagamento desse valor complementar e provisionando os valores até a decisão final do mérito da ação. Os saldos deste passivo, no total de R\$ 2.965, estão registrados na linha de Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda.

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
Lucro antes do IRPJ e CSLL	3.696.478	2.093.612	5.119.537	2.846.923
IRPJ e CSLL (34%)	(1.256.803)	(711.828)	(1.740.643)	(967.954)
Efeitos fiscais sobre:				
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
IRPJ e CSLL correntes	-	(21.195)	(1.260.469)	(416.687)
IRPJ e CSLL diferidos	127.503	5.850	(24.896)	(258.974)
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
	37.031	33.695
	Circulante	36.987
	Não circulante	44
		33.563
		132

14.1 Repactuação do Risco Hidrológico (GSF)

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

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

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

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
	51.281	(16.434)	-	34.847	(10.219)	24.628
Prêmio de risco a amortizar - despesa antecipada	12.574			3.180		-
Extensão de prazo da outorga - intangível	38.707			31.667		24.628

15 Partes Relacionadas

	Controladora	
	31.12.2020	31.12.2019
Ativo circulante		
Controladas		
UEG Araucária - mútuo (15.2)	33.572	-
Compartilhamento de estrutura	6.726	6.039
Ativo não circulante		
Controladas		
Copel DIS (15.1)	140.337	108.983
Passivo circulante		
Controladas		
Copel CTE - mútuo (15.3)	282.817	-
Compartilhamento de estrutura	833	696
Passivo não circulante		
Controladas		
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
Fiscais	125.227	122.422	346.659	351.402
Trabalhistas	440	175	72.263	85.187
Cíveis				
Cíveis	-	-	57.006	53.260
Servidões de passagem	-	-	7.156	5.076
Consumidores	-	-	3.479	1.897
	-	-	67.641	60.233
Outros	71	1.622	183	7.368
	125.738	124.219	486.746	504.190

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	Amortização	Dividendos e JSCP	Reclassificação (a)	Saldo em 31.12.2020
Controladas									
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
	17.135.474	3.624.312	(178.435)	61.181	-	(755)	(1.230.243)	(758.742)	18.652.792
Empreendimentos controlados em conjunto									
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
	120.137	(2.493)	-	6.946	-	(367)	-	-	124.223
Coligadas									
Dona Francisca Energética (17.4)	28.423	9.674	-	-	-	-	(9.950)	-	28.147
Outras	2.186	(18)	-	-	(228)	-	-	-	1.940
	30.609	9.656	-	-	(228)	-	(9.950)	-	30.087
	17.286.220	3.631.475	(178.435)	68.127	(228)	(1.122)	(1.240.193)	(758.742)	18.807.102

(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
Controladas							
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
	15.918.388	2.082.863	(125.232)	268.905	(754)	(1.008.696)	17.135.474
Empreendimentos controlados em conjunto							
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
	120.973	(3.409)	-	2.940	(367)	-	120.137
Coligadas							
Dona Francisca Energética (17.4)	29.144	9.853	-	-	-	(10.574)	28.423
Outras	2.062	1	-	123	-	-	2.186
	31.206	9.854	-	123	-	(10.574)	30.609
	16.070.567	2.089.308	(125.232)	271.968	(1.121)	(1.019.270)	17.286.220

Consolidado	Saldo em 1º.01.2020	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redução de capital	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Outros (a)	Saldo em 31.12.2020
Empreendimentos controlados em conjunto (17.3)								
Voltaia São Miguel do Gostoso I	110.099	(2.378)	-	-	-	-	-	107.721
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	10.038	-	-	-	(367)	-	-	9.671
Caiuá	78.312	(8.964)	26.014	-	-	-	-	95.362
Integração Maranhense	138.716	13.672	-	-	-	(3.807)	-	148.581
Matrinchá	711.527	25.644	-	-	-	(2.668)	-	734.503
Guaraciaba	337.077	25.528	-	-	-	(1.435)	-	361.170
Paranaíba	173.973	29.708	-	-	-	-	-	203.681
Mata de Santa Genebra	573.357	48.594	39.479	-	-	-	-	661.430
Cantareira	338.268	42.666	-	-	-	(21.248)	-	359.686
Solar Paraná	-	(115)	6.946	-	-	-	-	6.831
	2.471.367	174.355	72.439	-	(367)	(29.158)	-	2.688.636
Coligadas								
Dona Francisca Energética (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
	50.999	19.192	-	(228)	-	(21.768)	(8.122)	40.073
Propriedades para investimento	813	-	-	-	(5)	-	-	808
	2.523.179	193.547	72.439	(228)	(372)	(50.926)	(8.122)	2.729.517

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

Consolidado	Saldo em 1º.01.2019	Equivalência patrimonial	Aporte e/ou Afac	Redução de capital	Amorti- zação	Dividendos e JSCP	Transfe- rências	Saldo em 31.12.2019
Empreendimentos controlados em conjunto (17.3)								
Voltaia São Miguel do Gostoso I	110.568	(3.409)	2.940	-	-	-	-	110.099
Voltaia São Miguel do Gostoso - direito de autorização	10.405	-	-	-	(367)	-	-	10.038
Caiuá	74.639	4.800	-	-	-	(1.127)	-	78.312
Integração Maranhense	129.684	11.316	-	-	-	(2.284)	-	138.716
Matrinchã	673.216	48.634	-	-	-	(10.323)	-	711.527
Guaraciaba	356.941	18.312	-	(34.300)	-	(3.876)	-	337.077
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
	2.317.822	82.343	133.751	(34.300)	(367)	(27.882)	-	2.471.367
Coligadas								
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
	48.928	24.414	123	(735)	-	(21.731)	-	50.999
Propriedades para investimento	1.342	-	-	-	(5)	-	(524)	813
Adiantamento para aquisição de investimento	142	-	133.597	-	-	-	(133.739)	-
	2.368.234	106.757	267.471	(35.035)	(372)	(49.613)	(134.263)	2.523.179

17.2 Controladas com participação de não controladores

17.2.1 Informações financeiras resumidas

	Com pagás		Elejor		UEG Araucária	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
ATIVO	749.434	904.993	705.233	625.154	554.079	421.533
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
PASSIVO	749.434	904.993	705.233	625.154	554.079	421.533
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
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO						
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)
Lucro (prejuízo) do exercício	58.980	172.973	(29.369)	26.125	(77.324)	(100.335)
Outros resultados abrangentes	(343)	(1.277)	-	-	(205)	132
Resultado abrangente do período	58.637	171.696	(29.369)	26.125	(77.529)	(100.203)
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA						
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
TOTAL DOS EFEITOS NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	(31.037)	51.541	13.738	(5.008)	57.687	(14.397)
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
VARIAÇÃO NO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	(31.037)	51.541	13.738	(5.008)	57.687	(14.397)

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

Participação no capital social	Compagás 49%	Elejor 30%	UEG Araucária 18,8%	Consolidado
Em 1º.01.2019	212.962	16.193	74.134	303.289
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	84.758	7.838	(19.673)	72.923
Outros resultados abrangentes	(626)	-	25	(601)
Deliberação do dividendo adicional proposto	-	(3.335)	-	(3.335)
Dividendos	(23.514)	(7.838)	-	(31.352)
Ganho com variação de participação em Controlada	-	-	4.874	4.874
Em 31.12.2019	273.580	12.858	59.360	345.798
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	28.898	(8.812)	(14.538)	5.548
Outros resultados abrangentes	(168)	-	(39)	(207)
Deliberação do dividendo adicional proposto	(51.799)	-	-	(51.799)
Dividendos	(7.933)	-	-	(7.933)
Em 31.12.2020	242.578	4.046	44.783	291.407

17.3 Informações resumidas dos principais empreendimentos controlados em conjunto

	Voltalia	Caiuá	Integração Maranhense	Matrinchã	Guaraciaba	Paranaíba	Mata de Santa Genebra	Cantareira
Saldos em 31.12.2020								
ATIVO	222.038	267.425	475.734	2.357.028	1.269.378	1.687.613	2.712.737	1.567.577
Ativo circulante	3.623	31.048	59.709	261.168	165.063	179.229	340.382	165.816
Caixa e equivalentes de caixa	3.579	6.871	12.696	46.198	25.565	20.820	61.171	34.435
Outros ativos circulantes	44	24.177	47.013	214.970	139.498	158.409	279.211	131.381
Ativo não circulante	218.415	236.377	416.025	2.095.860	1.104.315	1.508.384	2.372.355	1.401.761
PASSIVO	222.038	267.425	475.734	2.357.028	1.269.378	1.687.613	2.712.737	1.567.577
Passivo circulante	2.199	18.995	51.926	192.512	86.163	78.981	158.350	63.206
Passivos financeiros	-	7.392	13.180	80.141	28.741	62.143	104.308	41.314
Outros passivos circulantes	2.199	11.603	38.746	112.371	57.422	16.838	54.042	21.892
Passivo não circulante	-	53.816	120.579	665.528	446.133	777.279	1.234.165	770.317
Passivos financeiros	-	42.864	65.624	612.413	446.801	545.200	1.215.988	489.784
Outros passivos não circulantes	-	10.952	54.955	53.115	(668)	232.079	18.177	280.533
Patrimônio líquido	219.839	194.614	303.229	1.498.988	737.082	831.353	1.320.222	734.054
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO								
Receita operacional líquida	-	17.927	31.418	328.171	109.978	478.147	364.070	196.039
Custos e despesas operacionais	(66)	(34.584)	11.706	(160.795)	(8.317)	(18.801)	(125.569)	(23.533)
Resultado financeiro	32	(3.389)	(5.229)	(71.164)	(38.883)	(48.184)	(91.947)	(40.630)
Equivalência patrimonial	(4.893)	-	-	-	-	-	-	-
Provisão para IR e CSLL	-	1.752	(9.991)	(30.178)	(22.084)	(125.646)	(49.560)	(44.805)
Lucro (prejuízo) do período	(4.927)	(18.294)	27.904	66.034	40.694	285.516	96.994	87.071
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente do período	(4.927)	(18.294)	27.904	66.034	40.694	285.516	96.994	87.071
Participação no empreendimento - %	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	24,5	50,1	49,0
Valor contábil do investimento	107.721	95.362	148.581	734.503	361.170	203.681	661.430	359.686

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

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
ATIVO	128.798	130.883	62.635	61.635
Ativo circulante	14.562	13.406	33.378	31.054
Ativo não circulante	114.236	117.477	29.257	30.581
PASSIVO	128.798	130.883	62.635	61.635
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
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO				
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)
Lucro líquido do período	42.008	42.781	26.918	38.926
Outros resultados abrangentes	-	-	-	-
Resultado abrangente do período	42.008	42.781	26.918	38.926
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 n^{os} 4.4, 4.5 e 4.9).

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

De acordo com a regulamentação referente às concessões de serviços públicos de energia elétrica e das autorizações dos produtores independentes, os bens e instalações utilizados principalmente na geração de energia elétrica são vinculados ao serviço concedido, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução Normativa Aneel n^o 691/2015, todavia, disciplinou a desvinculação de bens das concessões do serviço público de energia elétrica e de produtor independente, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

18.1 Imobilizado por classe de ativos

Consolidado	31.12.2020			31.12.2019		
	Custo	Depreciação acumulada		Custo	Depreciação acumulada	
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	8.081.989	(4.600.598)	3.481.391	8.082.238	(4.405.546)	3.676.692
Máquinas e equipamentos	7.644.171	(2.619.939)	5.024.232	8.875.458	(2.871.568)	6.003.890
Edificações	1.968.591	(1.096.016)	872.575	1.962.033	(1.054.009)	908.024
Terrenos	490.177	(38.269)	451.908	490.071	(27.651)	462.420
Veículos e aeronaves	44.617	(42.725)	1.892	47.960	(44.876)	3.084
Móveis e utensílios	22.314	(15.498)	6.816	22.415	(14.466)	7.949
(-) 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)
	17.298.078	(8.412.964)	8.885.114	18.437.598	(8.418.081)	10.019.517
Em curso						
Custo	734.507	-	734.507	700.172	-	700.172
(-) Impairment (18.5)	(120.308)	-	(120.308)	(122.261)	-	(122.261)
(-) Impairment (18.6)	(3.853)	-	(3.853)	(5.325)	-	(5.325)
	610.346	-	610.346	572.586	-	572.586
	17.908.424	(8.412.964)	9.495.460	19.010.184	(8.418.081)	10.592.103

18.2 Mutação do imobilizado

Consolidado	Saldo em	Aquisições/	Depreciação	Baixas	Transfe- rências	Saldo em
	1º.01.2020	Impairment				31.12.2020
Em serviço						
Reservatórios, barragens, adutoras	3.676.692	-	(195.062)	-	(239)	3.481.391
Máquinas e equipamentos	6.003.890	-	(431.088)	(86.550)	160.968	5.647.220
Edificações	908.024	-	(42.593)	(83)	7.227	872.575
Terrenos	462.420	-	(10.617)	(2)	107	451.908
Veículos e aeronaves	3.084	-	(1.171)	(123)	102	1.892
Móveis e utensílios	7.949	-	(1.559)	(238)	664	6.816
(-) Impairment (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)
	10.019.517	89.050	(682.044)	(86.996)	(454.413)	8.885.114
Em curso						
Custo	700.172	273.823	-	(8.126)	(170.053)	795.816
(-) Impairment (18.5)	(122.261)	1.953	-	-	-	(120.308)
(-) Impairment (18.6)	(5.325)	1.472	-	-	-	(3.853)
(-) Reclassificação (a)	-	-	-	-	(61.309)	(61.309)
	572.586	277.248	-	(8.126)	(231.362)	610.346
	10.592.103	366.298	(682.044)	(95.122)	(685.775)	9.495.460

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

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

Devido a entrada em operação de UHE Colíder, UHE Baixo Iguaçu e Complexos Eólicos Cutia e Bento Miguel em 2019, os ativos e o *impairment* registrado para estes empreendimentos foram transferidos de ativo em curso para ativo em serviço.

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:

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

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
	4.178.397	(695.049)	(1.045.829)	2.437.519

(a) Projeto em desenvolvimento

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

Consolidado	Saldo em 1º.01.2019	Impairment	Transferência	1º.01.2020	Impairment	Saldo em 31.12.2020
Em serviço						
UHE Colíder	-	(45.547)	(731.747)	(777.294)	94.101	(683.193)
Complexo Eólico Cutia	-	114.144	(168.248)	(54.104)	54.104	-
Complexo Eólico Bento Miguel	-	87.370	(87.370)	-	-	-
UEGA	-	-	-	-	(138.777)	(138.777)
Usinas no Paraná	(3.489)	(13.534)	(112.756)	(129.779)	26.228	(103.551)
	(3.489)	142.433	(1.100.121)	(961.177)	35.656	(925.521)
Em curso						
UHE Colíder	(731.265)	(482)	731.747	-	-	-
Complexo Eólico Cutia	(167.875)	(373)	168.248	-	-	-
Complexo Eólico Bento Miguel	(84.621)	(2.749)	87.370	-	-	-
Consórcio Tapajós	(14.464)	-	-	(14.464)	-	(14.464)
Usinas no Paraná	(199.468)	(21.085)	112.756	(107.797)	1.953	(105.844)
	(1.197.693)	(24.689)	1.100.121	(122.261)	1.953	(120.308)
	(1.201.182)	117.744	-	(1.083.438)	37.609	(1.045.829)

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 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>
Ativos Eólicos					
Complexo Eólico São Bento (a)	7,08%	56,04%	51,92%	47,97%	-
Complexo Eólico Brisa I (b)	7,08%	46,29%	42,44%	38,76%	-
Complexo Eólico Brisa II (c)	7,08%	50,09%	45,45%	41,03%	-
Complexo EOL Bento Miguel (d)	7,08%	5,79%	2,35%	-0,91%	7.254
Ativos Hídricos					
Foz do Areia	5,70%	153,23%	152,06%	150,91%	-
Segredo	5,70%	189,54%	185,33%	181,21%	-
Caxias	5,70%	138,68%	134,97%	131,33%	-
Guaricana	5,70%	27,44%	26,28%	25,14%	-
Chaminé	5,70%	68,26%	66,71%	65,17%	-
Apucarantina	5,70%	38,39%	37,10%	35,82%	-
Chopim I	5,70%	158,47%	152,77%	147,25%	-
Mauá	5,70%	88,81%	84,52%	80,38%	-
Cavernoso	5,70%	754,19%	740,28%	726,70%	-
Cavernoso II	5,70%	13,53%	10,72%	8,01%	-
Bela Vista	5,70%	44,01%	38,29%	32,89%	-
Elejor	5,00%	67,71%	65,01%	59,54%	-

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

(b) Contempla as usinas Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III e Nova Eurus 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 no 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

Taxas de depreciação (%)	31.12.2020	31.12.2019
Taxas médias do segmento de geração (18.8.1)		
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
Taxas médias para ativos da Administração central		
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
Taxas do segmento de telecomunicações		
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

Consolidado	31.12.2020	31.12.2019
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
	6.929.456	6.332.611

19.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Consolidado	Ativo intangível em serviço	Obrigações especiais em serviço	Total
Em 1º.01.2019	8.212.792	(2.822.729)	5.390.063
Incorporações (NE nº 10.1)	2.625	(2.550)	75
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	771.844	(93.164)	678.680
Transferências para investimento	(7)	-	(7)
Transferências para outros créditos	(1.520)	-	(1.520)
Quotas de amortização - concessão (a)	(461.370)	134.864	(326.506)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(10.740)	-	(10.740)
Baixas	(26.359)	-	(26.359)
Em 31.12.2019	8.487.265	(2.783.579)	5.703.686
Transferências do contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.1)	99	-	99
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.1)	1.016.482	(105.116)	911.366
Transferências para outros créditos	(1.372)	-	(1.372)
Quotas de amortização - concessão (a)	(485.677)	138.596	(347.081)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(10.655)	-	(10.655)
Baixas	(52.656)	-	(52.656)
Em 31.12.2020	8.953.486	(2.750.099)	6.203.387

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

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		
Em 1º.01.2019	226.411	-	367.441	593.852
Combinação de negócios	-	-	20.113	20.113
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(16.944)	-	(14.350)	(31.294)
Em 31.12.2019	209.467	-	373.204	582.671
Outorga Aneel - uso do bem público	-	3.682	-	3.682
Quotas de amortização - concessão e autorização (b)	(17.527)	-	(14.986)	(32.513)
Capitalizações para intangível em serviço	3.682	(3.682)	-	-
Em 31.12.2020	195.622	-	358.218	553.840

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

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

19.3 Contrato de concessão de distribuição de gás canalizado

Consolidado	Total
Em 1º.01.2019	3.619
Transferências do contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.2)	24.835
Quotas de amortização - concessão	(28.454)
Em 31.12.2019	-
Transferências de ativos de contrato (NE nº 11.2)	7.277
Transferências do contas a receber vinculadas à concessão (NE nº 10.2)	154.483
Quotas de amortização - concessão	(29.243)
Baixas	(151)
Em 31.12.2020	132.366

19.4 Outros intangíveis

Consolidado	em serviço	em curso	Total
Em 1º.01.2019	25.630	15.933	41.563
Aquisições	-	5.032	5.032
Transferências do imobilizado	(1.471)	10.217	8.746
Capitalizações para intangível em serviço	16.118	(16.118)	-
Quotas de amortização (a)	(8.646)	-	(8.646)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(11)	-	(11)
Baixas	-	(430)	(430)
Em 31.12.2019	31.620	14.634	46.254
Aquisições	128	10.863	10.991
Transferências do imobilizado	229	2.932	3.161
Capitalizações para intangível em serviço	7.136	(7.136)	-
Quotas de amortização (a)	(11.584)	-	(11.584)
Quotas de amortização - créditos de PIS/Pasep e Cofins	(13)	-	(13)
Baixas	-	(4)	(4)
(-) Reclassificação (b)	(8.307)	(635)	(8.942)
Em 31.12.2020	19.209	20.654	39.863

(a) Taxa anual de amortização: 20%.

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

20 Obrigações Sociais e Trabalhistas

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Obrigações sociais				
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
	2.516	2.546	72.490	76.204
Obrigações trabalhistas				
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
	14.243	5.891	611.556	260.840
	16.759	8.437	684.046	337.044

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
	2.436.452	1.873.193
	Circulante	2.291.307
	Não circulante	145.145
		1.685.280
		187.913

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 ESTRANGERA												
Secretaria do Tesouro Nacional - STN Par Bond Discount Bond	Copel	Reestruturação da dívida.	Garantias depositadas (22.1).	20.05.1998 20.05.1998	1 1	11.04.2024 11.04.2024	Semestral Semestral	6,0% + 0,20% 2,0625% + 0,20%	6,0% + 0,20% 2,0625% + 0,20%	17.315 12.082	82.933 57.404	64.325 44.658
Total moeda estrangeira											140.337	108.983
MOEDA NACIONAL												
Banco do Brasil CCB 306.401.381 NCI 306.401.445	Copel HOL Copel HOL	Capital de giro.	Cessão de créditos	19.12.2019 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 -	640.530 39.446
Eletrobras											640.177	679.976
983/95 984/95 985/95 206/07 273/09	Copel DIS	Programa Nacional de Irrigação - Proni. Programa de Eletrificação Rural - Luz para Todos.	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
Caixa Econômica Federal											-	10.934
415.855-22/14 3153-352	Copel DIS	Programa de Eletrificação Rural - Luz para Todos. Aquisição de máquinas, equipamentos, bens de informática e automação.	Receita própria; emissão de notas promissórias e duplicatas de venda mercantil. Cessão fiduciária de duplicatas.	31.03.2015 01.11.2016	120 36	08.12.2026 15.12.2021	Mensal Mensal	6,0% 5,5 % acima da TJLP	6,0% 5,5 % acima da TJLP	16.984 1.156	11.496 165	13.410 331
Finep											11.661	13.741
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
Banco do Brasil - Repasse BNDES											-	4.845
21/02000-0	Copel GeT	Implementação da UHE Mauá.	Receita proveniente da comercialização de energia da usina.	16.04.2009	179	15.01.2028	Mensal	2,13% acima da TJLP	2,13% acima da TJLP	169.500	83.936	95.807
											83.936	95.807

(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		
BNDES														
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 Andradá Leste.		03.06.2020	279	15.12.2043	Mensal	IPCA + 4,8165%	IPCA + 4,8570%	206.882	158.351	-		
19207901- C+D+I+J		Implantação das instalações de transmissão das linhas: Linha de Transmissão Curitiba Leste - Blumenal e Baixo Iguaçu - Realeza.		03.06.2020	267	15.12.2043	Mensal	IPCA + 4,8165%	IPCA + 4,8570%	225.230	110.699	-		
14205611-A	Copel DIS	Preservação de negócios, melhorias, suporte operacional e investimentos gerais em expansão e consolidação de projetos e programas de Investimentos Sociais de Empresas (ISE)		Fiança da Copel; cessão fiduciária de receitas e direitos indenizatórios da concessão.	15.12.2014	72	15.01.2021	Mensal	2,09% acima da TJLP	8,37%	41.583	585	7.611	
14205611-B					15.12.2014	6	15.02.2021	Anual	2,09 acima da TR BNDES	2,09 acima da TR BNDES	17.821	4.329	8.288	
14205611-C					15.12.2014	113	15.06.2024	Mensal	6,0%	6,0%	78.921	27.434	35.267	
14205611-D			15.12.2014		57	15.02.2021	Mensal	TJLP	TJLP	750	2	11		
14.2.1271.1	Santa Maria	Construção e implantação de centrais geradoras eólicas	Fiança da Copel; penhor de ações; cessão fiduciária de direitos creditórios; cessão 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			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 Umuarama Sul e implantação da subestação Umuarama Sul.	Cessão fiduciária de direitos creditórios; 100% das ações penhoradas.	03.12.2013	168	30.11.2028	Mensal	1,95% + TJLP	1,95% + TJLP	27.634	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		
Total moeda nacional											2.338.138	2.254.424		
											3.073.912	3.059.727		
											Divida bruta	3.214.249	3.168.710	
											(-) Custo de transação	(25.718)	(26.327)	
											Divida líquida	3.188.531	3.142.383	
											Circulante	717.677	255.521	
											Não Circulante	2.470.854	2.886.862	

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

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	%
Moeda estrangeira - variação da moeda no período (%)					
Dólar norte-americano	28,93	140.337	4,40	108.983	3,47
		140.337	4,40	108.983	3,47
Moeda nacional - indexadores ao final do período (%)					
TJLP	4,55	2.090.340	65,58	2.271.187	72,30
CDI	1,90	638.431	20,02	676.720	21,54
TR	0,00	-	-	2.202	0,07
IPCA	4,52	270.749	8,49	8.288	0,26
Sem indexador (taxa fixa anual)	-	48.674	1,51	75.003	2,36
		3.048.194	95,60	3.033.400	96,53
		3.188.531	100,00	3.142.383	100,00

22.3 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	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
	267.006	(324)	266.682	2.493.421	(22.567)	2.470.854

22.4 Mutação de empréstimos e financiamentos

Controladora	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2019	104.751	798.634	903.385
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)
Em 31.12.2019	108.983	676.720	785.703
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)
Em 31.12.2020	140.337	638.431	778.768

Consolidado	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Em 1º.01.2019	104.751	3.942.556	4.047.307
Ingressos	-	796.296	796.296
Encargos	5.599	268.950	274.549
Varição monetária e cambial	4.170	6.907	11.077
Amortização - principal	-	(1.660.869)	(1.660.869)
Pagamento - encargos	(5.537)	(320.440)	(325.977)
Em 31.12.2019	108.983	3.033.400	3.142.383
Ingressos	-	263.000	263.000
Encargos	6.928	176.337	183.265
Varição monetária e cambial	31.189	5.869	37.058
Amortização - principal	-	(253.700)	(253.700)
Pagamento - encargos	(6.763)	(176.712)	(183.475)
Em 31.12.2020	140.337	3.048.194	3.188.531

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:

Empresa	Instrumento Contratual	Indicadores financeiros anuais	Limite
Copel GeT	BNDES Finem nº 820989.1 - Mauá Banco do Brasil nº 21/02000-0 - Mauá	Ebitda / Resultado Financeiro Líquido	≥ 1,3
Copel DIS	BNDES Finem nº 14205611	Endividamento Financeiro / Ebitda ajustado	≤ 4,0
Santa Maria	BNDES Finem nº 14212711	Índice de cobertura do serviço da dívida	≥ 1,3
Santa Helena	BNDES Finem nº 14212721		
São Bento Energia, Investimento e Participações 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		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
	1ª		(a)		Implantação, ampliação e modernização de rede de telecomunicações.	15.10.2015	5	15.10.2024	Semestral	IPCA + 7,9633%	IPCA + 8,1073%	160.000	-
2ª	Realização de investimentos da emissora.	15.07.2017		1	15.07.2022	Semestral	IPCA + 5,4329%	IPCA + 6,1036%	220.000	-	246.355		
Brisa Potiguar	2ª (série 1)	(d)	Implantação de centrais geradoras eólicas.	Real e fidejussória e penhor de ações da Copel GeT	15.05.2019	3	15.05.2024	Semestral	117,0% da taxa DI	119,58% da taxa DI	210.000	-	211.348
	2ª (série 2)				24.03.2016	192	15.07.2032	Mensal	TJLP + 2,02%	TJLP + 2,02%	147.575	109.677	119.171
Cutia	2ª (série 1)	(b)	Construção e implantação de centrais geradoras eólicas.	Fidejussória	24.03.2016	192	15.07.2032	Mensal	IPCA + 9,87%	IPCA + 10,92%	153.258	130.449	135.657
	2ª (série 2)				20.03.2019	26	15.12.2031	Semestral	IPCA + 5,8813%	IPCA + 6,83%	360.000	353.166	352.829
Compagás	1ª	(e)	Financiar plano de investimentos da emissora.	Flutuante	15.04.2016	54	15.12.2021	Trimestral	TJLP+2,17%	TJLP+2,17%	33.620	3.000	6.001
	2ª				SELIC+2,17%	SELIC+2,17%	2.890	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 quirografia, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM nº 476. Interviente garantidora: Copel. Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.
- (b) Debêntures simples, série única, não conversíveis em ações, da espécie com garantia real com garantia adicional fidejussória, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM nº 476. Interviente garantidora: Copel. Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.
- (c) Debêntures simples, duas séries, não conversíveis em ações, da espécie quirografia, para distribuição pública com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM nº 476. Interviente garantidora: Copel. Agente fiduciário: Pentágono S.A. DTVM.
- (d) Debêntures simples, duas séries, não conversíveis em ações, emissão privada. Empresas: Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus e Ventos de Santo Uriel. Interviente garantidora: Copel. Não possui agente fiduciário.
- (e) Debêntures simples e nominativas, com série única, em emissão privada, com colocação exclusiva para a BNDESPAR. Garantidora: Compagás. Agente fiduciário: BNDES Participações S.A - BNDESPAR.
- (f) Debêntures simples e nominativas, com série única, em emissão privada, com distribuição pública de esforços restritos. Garantidora: Compagás. Agente fiduciário: Simplific Pavarini DTVM Ltda.

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
	500.000	(683)	499.317	4.935.558	(59.488)	4.876.070

23.2 Mutação das debêntures

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2019	1.538.080	7.518.131
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)
Em 31.12.2019	1.112.721	8.429.710
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)
Em 31.12.2020	801.289	6.757.481

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

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

24 Benefícios Pós-emprego

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

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
	10.155	9.036	1.493.614	1.194.936
Circulante	226	378	69.231	66.004
Não circulante	9.929	8.658	1.424.383	1.128.932

O aumento no saldo decorre da avaliação atuarial dos benefícios futuros do Plano de Saúde II devido ao aumento nos custos médicos projetados, elevação da taxa de desconto, incremento do *Aging Factor* dos participantes acima de 80 anos.

Os valores reconhecidos no resultado estão resumidos a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Empregados				
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
	2.332	1.923	227.518	236.785
Administradores				
Planos previdenciários	226	554	977	1.450
Plano assistencial	62	34	139	91
	288	588	1.116	1.541
	2.620	2.511	228.634	238.326

24.4 Mutação dos benefícios pós-emprego

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2019	4.954	968.763
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)
Em 31.12.2019	9.036	1.194.936
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)
Em 31.12.2020	10.155	1.493.614

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
Econômicas				
Inflação a.a.	-	4,00%	-	2,90%
Taxa de desconto/retorno esperados a.a.				
Planos Unificado - Benefício Definido	2,85%	6,96%	3,05%	6,04%
Planos Unificado - Saldado	3,20%	7,33%	3,20%	6,19%
Planos III	3,40%	7,54%	3,20%	6,19%
Planos Assistencial	3,20%	7,33%	3,30%	6,30%
Crescimento salarial				
Plano Unificado a.a.	0,00%	4,00%	1,00%	3,93%
Plano III a.a.	1,00%	5,04%	1,00%	3,93%
Demográficas				
Tábua de mortalidade		AT - 2000		AT - 2000
Tábua de mortalidade de inválidos		WINKLEVOSS		WINKLEVOSS
Tábua de entrada em invalidez		TASA 1927		TASA 1927

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
Total	4.296	4.364	12.034	11.971	37.294	37.579

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

Consolidado	Plano Unificado	Plano III
Em 31.12.2020		
Participantes aposentados	12,38	23,16
Participantes pensionistas	14,07	24,98
Em 31.12.2019		
Participantes aposentados	13,13	25,84
Participantes pensionistas	8,40	25,84

A idade média dos participantes inativos dos planos de aposentadoria e assistência médica da Companhia e de suas controladas é, respectivamente, de 68,10 e 67,17 anos.

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.

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial	31.12.2020	31.12.2019
Obrigações total ou parcialmente cobertas	6.760.824	3.344.723	1.714.638	11.820.185	11.074.608
Valor justo dos ativos do plano	(7.568.268)	(3.629.780)	(222.148)	(11.420.196)	(10.880.721)
Estado de cobertura do plano	(807.444)	(285.057)	1.492.490	399.989	193.887
Ativo não reconhecido	807.444	285.057	-	1.092.501	999.512
	-	-	1.492.490	1.492.490	1.193.399

A Companhia e suas controladas procederam ajustes nos seus passivos assistenciais com base no relatório atuarial na data base 31.12.2020, conforme apresentado na Demonstração de Resultados Abrangentes.

24.5.5 Movimentação do passivo atuarial

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 1º.01.2019	5.914.764	2.145.661	1.140.605
Custo de serviço	560	4.098	14.306
Custo dos juros	477.732	128.075	106.004
Benefícios pagos	(435.454)	(174.427)	(30)
Perdas atuariais	680.860	943.129	128.725
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2019	6.638.462	3.046.536	1.389.610
Custo de serviço	578	2.018	20.854
Custo dos juros	405.371	183.866	85.561
Benefícios pagos	(456.151)	(203.342)	(74)
Perdas atuariais	172.564	315.645	218.687
Valor presente da obrigação atuarial líquida em 31.12.2020	6.760.824	3.344.723	1.714.638

24.5.6 Movimentação do ativo atuarial

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano assistencial
Valor justo do ativo do plano em 1º.01.2019	6.290.841	2.178.236	172.991
Retorno esperado dos ativos	685.685	337.476	51.541
Contribuições e aportes	23.851	4.185	-
Benefícios pagos	(435.454)	(174.427)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	981.833	792.284	(28.321)
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2019	7.546.756	3.137.754	196.211
Retorno esperado dos ativos	607.252	224.591	16.474
Contribuições e aportes	23.919	136.708	-
Benefícios pagos	(456.151)	(203.341)	-
Ganhos / (perdas) atuariais	(153.508)	334.068	9.463
Valor justo do ativo do plano em 31.12.2020	7.568.268	3.629.780	222.148

24.5.7 Custos estimados

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

Consolidado	Plano Unificado	Plano III	Plano Assistencial
Custo do serviço corrente	388	4.010	7.368
Custo estimado dos juros	481.656	246.255	125.133
Rendimento esperado do ativo do plano	(530.144)	(245.291)	(15.994)
Contribuições estimadas dos empregados	(136)	(2.003)	-
Custos (receitas)	(48.236)	2.971	116.507

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%
Sensibilidade da taxa de juros de longo prazo		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	(514.554)	521.379
Impactos nas obrigações do programa de saúde	(130.084)	138.601
Sensibilidade da taxa de crescimento de custos médicos		
Impactos nas obrigações do programa de saúde	116.165	(112.757)
Impacto no custo do serviço do exercício seguinte do programa de saúde	492	(478)
Sensibilidade ao custo do serviço		
Impactos nas obrigações do programa previdenciário	29	(30)
Impactos nas obrigações do programa de saúde	572	(586)

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%
	100,0%	100,0%

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

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

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
	33.712	28.508

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
Pesquisa e desenvolvimento - P&D					
FNDCT	-	8.085	-	8.085	4.046
MME	-	4.041	-	4.041	2.023
P&D	221.977	-	110.769	332.746	341.658
	221.977	12.126	110.769	344.872	347.727
Programa de eficiência energética - PEE					
Procel	-	5.855	-	5.855	16.410
PEE	36.756	-	277.528	314.284	294.034
	36.756	5.855	277.528	320.139	310.444
	258.733	17.981	388.297	665.011	658.171
			Circulante	380.186	375.395
			Não circulante	284.825	282.776

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

26.2 Mutações dos saldos de P&D e PEE

Consolidado	FNDCT	MME	P&D	Procel	PEE	Total
Em 1º.01.2019	4.725	2.361	327.626	15.792	242.231	592.735
Efeito de combinações de negócios	20	10	1.464	-	-	1.494
Constituições	32.311	16.155	32.312	9.333	37.321	127.432
Contrato de desempenho	-	-	-	-	3.246	3.246
Juros (NE 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)
Em 31.12.2019	4.046	2.023	341.658	16.410	294.034	658.171
Constituições	37.427	18.716	37.426	10.181	40.724	144.474
Contrato de desempenho	-	-	-	-	3.545	3.545
Juros (NE 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)
Em 31.12.2020	8.085	4.041	332.746	5.855	314.284	665.011

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
							731.864	612.587
						Circulante	88.951	73.032
						Não circulante	642.913	539.555

Taxa de desconto no cálculo do valor presente

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

Pagamento à União

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

27.1 Mutações de contas a pagar vinculadas à concessão

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

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
	1.505.293	731.864

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
	92.831	103.571	1.406	(51.489)	(2.551)	(11.247)	132.521

(a) Reclassificação para Ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 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
	118.022	9.353	3.884	(34.205)	(4.223)	92.831

28.2 Passivo de arrendamentos

28.2.1 Mutação do passivo de arrendamentos

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2019	385	118.022
Adições	17	9.353
Ajuste por remensuração	23	3.884
Encargos	31	9.675
Pagamento - principal	(141)	(30.946)
Pagamento - encargos	(32)	(9.130)
Baixas	-	(4.254)
Em 31.12.2019	283	96.604
Adições	1.026	103.571
Ajuste por remensuração	7	1.406
Encargos	53	10.528
Pagamento - principal	(329)	(51.761)
Pagamento - encargos	(54)	(7.577)
Baixas	-	(2.670)
Reclassificação (a)	-	(11.740)
Em 31.12.2020	986	138.361
	Circulante	279
	Não circulante	707
		41.193
		97.168

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

A Companhia define a taxa de desconto com base na taxa de juros praticada na última captação de debêntures, desconsiderando captações 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
Valores não descontados	99.122
Juros embutidos	(1.954)
Saldo do passivo de arrendamento	97.168

28.2.3 Direito potencial de Pis/Cofins a recuperar

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

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

28.3 Impacto pela projeção de inflação nos fluxos de caixa descontados

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

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

Consolidado	Saldo conforme o CPC 06 (R2) - IFRS 16	Saldo com projeção da inflação	%
Passivo de arrendamentos	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:

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

29 Outras Contas a Pagar

Consolidado	31.12.2020	31.12.2019
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
	705.286	498.869
	Circulante	149.407
	Não circulante	349.462

(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				
Fiscais								
Cofins	104.284	2.864	-	-	-	-	107.148	
Outras	71.506	47.949	(49.381)	-	-	(244)	66.725	
	175.790	50.813	(49.381)	-	-	(244)	173.873	
Trabalhistas	673.062	102.315	(4.297)	-	-	(145.228)	596.248	
Benefícios a empregados	86.297	11.439	(43.524)	-	-	(783)	52.401	
Cíveis								
Cíveis e direito administrativo	336.962	94.500	(20.581)	-	-	(22.452)	387.895	
Servidões de passagem	127.010	286	(543)	(13.748)	667	(2.119)	111.553	
Desapropriações e patrimoniais	118.757	4.634	(1.217)	6.673	5.202	(161)	133.888	
Consumidores	4.956	299	(1.275)	-	-	(7)	3.973	
Ambientais	4.071	3.108	(5)	-	-	-	7.174	
	591.756	102.827	(23.621)	(7.075)	5.869	(24.739)	644.483	
Regulatórias	79.808	10.955	(1.033)	-	-	(1.031)	88.699	
	1.606.713	278.349	(121.856)	(7.075)	5.869	(172.025)	1.555.704	

(a) Reclassificação principalmente para Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda (NE nº 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.)				
Fiscais								
Cofins	102.603	4.307	(2.626)	-	-	-	104.284	
Outras	54.494	4.841	(14.258)	-	-	(1.258)	71.506	
	157.097	9.148	(16.884)	-	-	(1.258)	175.790	
Trabalhistas	612.782	194.550	(23)	-	-	(134.247)	673.062	
Benefícios a empregados	85.199	27.426	(18.747)	-	-	(7.581)	86.297	
Cíveis								
Cíveis e direito administrativo	492.934	101.438	(36.271)	-	-	(221.139)	336.962	
Servidões de passagem	118.147	711	(3.470)	12.456	1.012	(1.891)	127.010	
Desapropriações e patrimoniais	116.401	2.844	(4.501)	(2.935)	7.109	(161)	118.757	
Consumidores	5.209	390	(643)	-	-	-	4.956	
Ambientais	3.531	1.332	(566)	-	-	(226)	4.071	
	736.222	106.715	(45.451)	9.521	8.121	(223.417)	591.756	
Regulatórias	73.473	7.926	(546)	-	-	(1.045)	79.808	
	1.664.773	345.765	(81.651)	9.521	8.121	(367.548)	1.606.713	

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

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

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
Fiscais									
Cofins	Exigência da Receita Federal relativo ao período de agosto de 1995 a dezembro de 1996, lançados em decorrência de rescisão de acórdão judicial que havia reconhecido a imunidade da Companhia ao tributo.	107.148	104.284	6.554	6.415	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.	-	-	-	-	-	-	97.404	87.657
IPTU	Exigência de Imposto sobre Propriedade Territorial Urbana - IPTU sobre imóveis afetados ao serviço público de energia elétrica.	-	-	-	-	-	-	98.459	87.006
ISS	Exigência fiscal das prefeituras a título de ISS em serviços de construção civil prestado por terceiro.	-	-	-	-	-	-	73.094	65.443
Outras	Impostos, taxas e outros tributos federais, estaduais e municipais em que a Companhia discute a incidência ou não, bem como suas bases e valores para recolhimento.	-	-	53.004	52.199	37.320	40.762	116.920	159.207
		136.553	135.028	159.723	175.632	173.873	175.790	576.623	628.546
Trabalhistas									
	Cobrança de horas-extras, periculosidade, adicional de transferência, equiparação/reenquadramento salarial, entre outras, por empregados e ex-empregados da Copel; cobranças de parcelas indenizatórias e outras, por ex-empregados de empreiteiros e empresas terceirizadas (responsabilidade subsidiária).	2.466	1.957	2.291	1.655	596.248	673.062	348.463	419.917
Benefícios a empregados									
	Reclamações trabalhistas movidas por ex-empregados aposentados contra a Fundação Copel, que causarão, conseqüentemente, reflexos para a Companhia e suas subsidiárias integrais, na medida em que forem necessários aportes complementares.	-	-	-	-	52.401	86.297	9.210	21.338
Regulatórias									
Despacho Aneel nº 288/2002	Ações judiciais contra o Despacho Aneel nº 288/2002 envolvendo as empresas Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE e Dona Francisca Energética S.A.	21.373	17.357	-	-	70.188	57.000	-	-
ESBR	A ESBR moveu a ação ordinária nº 10426-71.2013.4.01.4100 contra a Aneel, na Justiça Federal de Rondônia, cuja sentença (i) reconheceu excludentes de responsabilidade pelo atraso de 535 dias no cronograma das obras da UHE Jirau; (ii) declarou inexigíveis quaisquer obrigações, penalidades e custos impostos à ESBR decorrentes do atraso e, por fim, (iii) anulou o despacho Aneel nº 1.732/2013, que havia reconhecido o atraso de apenas 52 dias no cronograma de implantação. Houve recurso de apelação pela Aneel, em trâmite no TRF da 1ª Região. A consequência prática da decisão foi, ao tempo em que isentou a ESBR, expor as distribuidoras com as quais celebrou CCEARs ao Mercado de Curto Prazo e ao alto valor do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD no período, onde se inclui a Copel DIS. Isso se deu porque as regras de comercialização de energia elétrica impõem que toda energia consumida tenha a correspondente cobertura contratual. Caso as ações sejam julgadas desfavoráveis para a Copel, o valor será considerado como um Ativo Financeiro Setorial a ser recuperado mediante tarifa.	-	-	-	-	-	-	942.640	1.034.593
Excludente Colíder	Discussão sobre o valor de Tarifa de uso do sistema de transmissão - TUST e atualização monetária sobre valores de energia referente ao período de excludente de responsabilidade. Em decorrência da liminar judicial que excluiu o período de atraso da obra da UHE Colíder da responsabilidade pela entrega de energia contratada no Ambiente de Contratação Regulado - ACR, a CCEE procedeu o crédito, valorado ao PLD, da energia anteriormente lastreada para cumprir os contratos de ACR. Contudo, em caso de insucesso na ação judicial, a Companhia deverá devolver os valores creditados, atualizados pelo IGPM.	-	-	-	-	-	-	216.353	98.723
Outras	Notificações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias	-	-	-	-	18.511	22.808	-	8.104
		21.373	17.357	-	-	88.699	79.808	1.158.993	1.141.420

(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
Cíveis									
Fumicultores	Ações que têm como principal causa a falta de energia elétrica causando perda da produção.	-	-	-	-	50.330	48.977	41.258	34.792
DER	ODER lavrou auto de infração fiscal à Copel Distribuição que, por sua vez, impetrou ação com objeto de impugnar a cobrança da Taxa de Uso ou Ocupação da Faixa de Domínio das Rodovias, uma vez que a Companhia entende que esta taxa é inconstitucional por possuir caráter confiscatório.	-	-	-	-	-	-	95.669	85.277
Arbitragem	Discussão em arbitragem protegida por sigilo e confidencialidade, em fase de instrução probatória, sem decisão proferida	-	-	-	-	125.719	119.579	510.543	485.607
Crédito PIS/COFINS sobre ICMS	Referente a estimativa de contingência passiva, conforme julgamento da administração e opinião de seus assessores legais, relativa a eventual propositura de demanda pelos consumidores sobre o crédito tributário reconhecido, detalhado na NE nº 13.2.1, referente ao período que exacerbe a regra de neutralidade tributária, compreendido entre o 11º e o 16º ano, de um total de 16 anos considerados na ação. Em 09.02.2021, a Aneel abriu Consulta 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 administrativo	Outras ações que envolvem faturamento, supostos procedimentos irregulares, contratos administrativos e multa contratual, indenização por acidentes com a rede de energia elétrica e acidentes com veículos.	163.940	150.529	515.302	489.612	259.279	259.472	282.794	785.668
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 usucapão 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 usucapão 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	677.316	666.899	1.555.704	1.606.713	5.210.166	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
	1.450.310.800	100,00	3.267.520	100,00	1.282.975.430	100,00	2.736.553.750	100,00

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.

	Controladora	Consolidado
Em 1º.01.2019	785.610	785.610
Passivos atuariais		
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)	-
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
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)	-
Varição de participação societária em Controlada		
Perda com variação de participação em Controlada	(4.874)	-
Atribuível aos acionistas não controladores	-	(4.273)
Em 31.12.2019	591.927	591.927
Passivos atuariais		
Benefícios pós-emprego	(779)	(271.345)
Tributos sobre os ajustes	265	92.190
Benefícios pós-emprego - equivalência patrimonial, líquida de tributos.	(178.434)	-
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial		
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)	-
Atribuível aos acionistas não controladores	-	207
Em 31.12.2020	353.349	353.349

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
Cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios (25%)		
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
(1) Dividendos mínimos obrigatórios	942.156	489.169
(2) Juros sobre o capital próprio (JSCP) - valor bruto	807.500	643.000
Imposto de renda retido na fonte	(76.401)	(56.584)
(3) JSCP líquido deliberados antecipadamente	731.099	586.416
(4) Complemento pra atingir o mínimo obrigatório	211.057	-
(5) Dividendo adicional proposto de reserva de lucros não capitalizadas (31.4.1)	1.507.449	-
(6) Distribuição total proposta, líquida	2.435.463	586.416
(7) Distribuição total proposta, bruta	2.526.006	643.000
Valor bruto dos dividendos por ação:		
Ações ordinárias	0,88128	0,22423
Ações preferenciais classe "A"	1,27172	0,39466
Ações preferenciais classe "B"	0,96941	0,24669
Valor bruto dos dividendos por classes de ações:		
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
Numerador básico e diluído						
Lucro líquido básico e diluído alocado por classes de ações, atribuído aos acionistas controladores:						
Ações ordinárias	1.935.144	40.607	1.975.751	1.051.809	(44.707)	1.007.102
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
	3.823.981	80.221	3.904.202	2.078.267	(88.321)	1.989.946
Denominador básico e diluído						
Média ponderada das ações (em milhares):						
Ações ordinárias	1.450.310.800	1.450.310.800	1.450.310.800	1.450.310.800	1.450.310.800	1.450.310.800
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
	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750	2.736.553.750
Lucro líquido básico e diluído por ação atribuído aos acionistas controladores						
Ações ordinárias	1,33430	0,02800	1,36229	0,72523	(0,03083)	0,69440
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)	-	6.652.824	6.426.016
Suprimento de energia elétrica	4.330.982	(467.817)	(21.637)	(61.698)	-	3.779.830	2.865.866
Disponibilidade da rede elétrica	8.780.612	(667.419)	(2.118.380)	(1.622.217)	-	4.372.596	4.138.771
Receita de construção	1.414.067	-	-	-	-	1.414.067	1.132.884
Valor justo do ativo indenizável da concessão	57.341	-	-	-	-	57.341	36.646
Distribuição de gás canalizado	679.304	(60.774)	(115.640)	-	(235)	502.655	843.183
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	746.052	(69.113)	-	-	-	676.939	18.631
Outras receitas operacionais	406.539	(35.771)	(65)	-	(4.269)	366.434	407.248
Recuperação de PIS/Pasep e Cofins sobre ICMS	-	810.563	-	-	-	810.563	-
	25.939.794	(1.227.978)	(4.216.720)	(1.857.343)	(4.504)	18.633.249	15.869.245

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

Consolidado	Reapresentado	
	31.12.2020	31.12.2019
Fornecimento de energia elétrica	9.524.897	10.481.794
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
Suprimento de energia elétrica	4.330.982	3.301.336
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
Disponibilidade da rede elétrica	8.780.612	8.270.996
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
Receita de construção	1.414.067	1.132.884
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
Valor justo do ativo indenizável da concessão	57.341	36.646
Distribuição de gás canalizado	679.304	1.003.790
Resultado de ativos e passivos financeiros setoriais	746.052	25.057
Outras receitas operacionais	406.539	438.876
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
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	25.939.794	24.691.379
(-) 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)
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	18.633.249	15.869.245

(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	Reapresentado	
	31.12.2020	31.12.2019
Equipamentos e estruturas	175.673	140.053
Compartilhamento de instalações	415	1.046
Imóveis	364	216
	176.452	141.315

32.2.2 Recebíveis de arrendamentos

Consolidado				Total
	Até 1 ano	1 a 5 anos	Mais de 5 anos	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
	1.857.343	2.161.811

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 n.º 12.783/2013, e, para cumprir seus objetivos, tem entre suas fontes de recursos, quotas pagas pelos agentes que negociam energia com o consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas.

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

As quotas anuais para cada distribuidora são definidas pela Aneel por meio das resoluções homologatórias. O saldo é composto da seguinte forma:

Resoluções	Período	31.12.2020
CDE USO		
Resolução Homologatória n.º 2.664/2019	Janeiro a dezembro	1.531.713
(-) Liminares	Janeiro a dezembro	(715)
		1.530.998

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

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)
	(13.347.822)	(159.825)	(809.408)	(256.475)	(14.573.530)

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)
	(11.464.148)	(175.772)	(711.289)	(322.506)	(12.673.715)

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)
	(79.762)	(24.423)	(104.185)

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)
	(59.907)	1.244	(58.663)

33.1 Energia elétrica comprada para revenda

Consolidado	31.12.2020	31.12.2019
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)
	6.829.530	6.105.274

33.2 Pessoal e administradores

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Pessoal				
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
	9.659	9.495	1.098.279	1.143.978
Administradores				
Honorários	4.795	7.505	18.465	19.867
Encargos sociais	714	1.900	3.233	5.745
Outros gastos	82	83	237	248
	5.591	9.488	21.935	25.860
Provisões por desempenho e participação nos lucros de empregados e administradores	11.265	1.431	481.681	155.544
	26.515	20.414	1.601.895	1.325.382

33.3 Serviços de terceiros

Consolidado	31.12.2020	Reapresentado 31.12.2019
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
	558.041	526.008

33.4 Perdas de crédito, provisões e reversões

	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	Reapresentado 31.12.2019
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	-
	17.224	8.730	237.294	260.051

(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

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

33.6 Outros custos e despesas operacionais, líquidos

Consolidado	31.12.2020	Reapresentado 31.12.2019
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
Talento Olímpico 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)
	333.275	212.495

(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
Receitas financeiras				
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
	335.485	209.679	1.839.668	729.506
(-) Despesas financeiras				
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
	86.076	235.033	973.397	1.184.870
Líquido	249.409	(25.354)	866.271	(455.364)

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-segundo	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-segundo	Consolidado
	GET		DIS	COM						
	GER	TRA								
31.12.2020										
OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE										
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.030.979	1.186.215	12.363.459	2.420.657	386.634	535.206	-	(355.843)	(1.934.058)	18.633.249
Receita operacional líquida com terceiros	2.599.807	875.240	12.312.047	2.323.825	355.845	522.328	-	(355.843)	-	18.633.249
Receita operacional líquida entre segmentos	1.431.172	310.975	51.412	96.832	30.789	12.878	-	-	(1.934.058)	-
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS	(2.348.409)	(536.968)	(10.674.981)	(2.262.053)	(363.673)	(452.495)	(107.059)	203.779	1.968.329	(14.573.530)
Energia elétrica comprada para revenda	(260.650)	-	(5.856.372)	(2.239.388)	-	-	-	-	1.526.880	(6.829.530)
Encargos de uso da rede elétrica	(489.921)	-	(1.370.814)	-	-	-	-	-	335.168	(1.525.567)
Pessoal e administradores	(277.905)	(168.828)	(994.037)	(15.007)	(82.817)	(35.998)	(27.303)	-	-	(1.601.895)
Planos previdenciário e assistencial	(38.196)	(23.972)	(146.422)	(1.493)	(11.207)	(4.663)	(2.681)	-	-	(228.634)
Material	(9.695)	(3.466)	(58.196)	(28)	(1.364)	(580)	(715)	1.364	-	(72.680)
Matéria-prima e insumos para produção de energia	(415.405)	-	-	-	-	-	-	-	10.909	(404.496)
Gás natural e insumos para operação de gás	-	-	-	-	-	(354.701)	-	-	-	(354.701)
Serviços de terceiros	(118.562)	(24.863)	(405.854)	(1.493)	(66.426)	(11.633)	(32.025)	66.426	36.389	(558.041)
Depreciação e amortização	(583.958)	(11.812)	(374.851)	(75)	(147.190)	(31.452)	(2.345)	107.497	34.273	(1.009.913)
Provisão (reversão) para litígios	(53.216)	(24.529)	(55.118)	(62)	336	(85)	(17.259)	(336)	-	(150.269)
Perdas estimadas p/ redução ao valor recuperável de ativos	48.111	-	-	-	54.945	-	-	(54.945)	-	48.111
Outras perdas de créditos, provisões e reversões	(5.930)	(4.149)	(123.980)	(839)	(18.088)	(238)	-	18.088	-	(135.136)
Custo de construção	-	(255.578)	(1.154.488)	-	-	(7.438)	-	-	-	(1.417.504)
Outros custos e despesas operacionais, líquidos	(143.082)	(19.771)	(134.849)	(3.668)	(91.862)	(5.707)	(24.731)	65.685	24.710	(333.275)
RESULTADO DA EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL	9.629	176.848	-	(93)	-	-	7.163	-	-	193.547
LUCRO (PREJUÍZO) ANTES DO RESULTADO										
FINANCEIRO E DOS TRIBUTOS	1.692.199	826.095	1.688.478	158.511	22.961	82.711	(99.896)	(152.064)	34.271	4.253.266
Receitas financeiras	121.129	21.977	1.334.983	11.469	24.968	13.599	340.404	(24.939)	(3.922)	1.839.668
Despesas financeiras	(408.795)	(97.417)	(291.002)	(96)	(58.317)	(14.363)	(165.647)	58.317	3.923	(973.397)
LUCRO (PREJUÍZO) OPERACIONAL	1.404.533	750.655	2.732.459	169.884	(10.388)	81.947	74.861	(118.686)	34.272	5.119.537
Imposto de renda e contribuição social	(337.564)	(149.962)	(878.278)	(57.947)	2.357	(22.967)	125.293	43.108	(9.405)	(1.285.365)
LUCRO (PREJUÍZO) DE OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	1.066.969	600.693	1.854.181	111.937	(8.031)	58.980	200.154	(75.578)	24.867	3.834.172
Resultado de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	75.578	-	75.578
LUCRO (PREJUÍZO) DO EXERCÍCIO	1.066.969	600.693	1.854.181	111.937	(8.031)	58.980	200.154	-	24.867	3.909.750

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	Energia Elétrica				TEL	GÁS	HOL	Reclassificações NE nº 41	Operações inter-segmento	Consolidado
	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	-	1.293.765
Imobilizado	236.914	-	203	127.381	-	1.800	366.298
Intangível	7.397	-	1.741	808	-	1.045	10.991
Direito de uso de ativos	19.231	72.421	135	10.135	623	1.026	103.571

31.12.2019	Energia elétrica			TEL	GÁS	HOL	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
ATIVO NÃO CIRCULANTE	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 nº	Nível	31.12.2020		31.12.2019 Reapresentado	
			Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo
Ativos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Caixa e equivalentes de caixa (a)	5	1	3.222.768	3.222.768	2.941.727	2.941.727
Títulos e valores mobiliários (b)	6	1	751	751	2.429	2.429
Títulos e valores mobiliários (b)	6	2	299.779	299.779	279.652	279.652
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (c)	10.1 e 10.2	3	1.149.934	1.149.934	1.161.203	1.161.203
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (d)	10.4	3	81.202	81.202	69.182	69.182
Valor justos dos derivativos - contrato a termo (e)	12	3	23.308	23.308	-	-
Valor justo na compra e venda de energia (e)	12	3	689.531	689.531	460.635	460.635
Outros investimentos temporários (f)		1	14.910	14.910	15.566	15.566
Outros investimentos temporários (f)		2	7.475	7.475	12.168	12.168
			5.489.658	5.489.658	4.942.562	4.942.562
Custo amortizado						
Cauções e depósitos vinculados (a)			197	197	147	147
Caução STN (g)	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

- Equivalente ao seu respectivo valor contábil, em razão de sua natureza e de seu prazo de realização.
- Calculado de acordo com as informações disponibilizadas pelos agentes financeiros e pelos valores de mercado dos títulos emitidos pelo governo brasileiro.
- Os critérios estão divulgados na NE nº 4.4 destas Demonstrações Financeiras.
- Os ativos de geração têm valores justos similares aos valores contábeis, conforme NE nº 4.4 destas Demonstrações Financeiras.

- e) Os ativos e passivos equivalem ao seu respectivo valor contábil conforme NE nº 4.15 destas Demonstrações Financeiras.
- f) Investimentos em outras empresas, avaliados ao valor justo, o qual é calculado conforme cotações de preço publicadas em mercado ativo, para os ativos classificados como nível 1, e apurado por meio de modelo de avaliação comparativa para os ativos classificados como nível 2.
- g) Utilizado como premissa básica o custo da última captação realizada pela Companhia, 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.

Consolidado	Reapresentado	
Exposição ao risco de crédito	31.12.2020	31.12.2019
Caixa e equivalentes de caixa (a)	3.222.768	2.941.727
Títulos e valores mobiliários (a)	300.530	282.081
Cauções e depósitos vinculados (a)	133.718	98.580
Cientes (b)	3.819.680	3.182.567
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná (c)	1.392.624	1.350.685
Ativos financeiros setoriais (d)	346.930	473.989
Contas a receber vinculadas à concessão de distribuição (e)	1.149.934	1.161.203
Contas a receber vinculadas à concessão - bonificação de outorga (f)	671.204	647.984
Contas a receber vinculadas à concessão de geração (g)	81.202	69.182
Outros investimentos temporários (h)	22.385	27.734
	11.140.975	10.235.732

- a) A Companhia administra o risco de crédito sobre esses ativos, considerando sua política em aplicar praticamente todos os recursos em instituições bancárias federais. Excepcionalmente, por força legal e/ou regulatória, a Companhia aplica recursos em bancos privados considerados de primeira linha.
- b) Risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Tal risco está diretamente relacionado a fatores internos e externos à Copel. Para reduzir esse tipo de risco, a Companhia atua na gestão de contas a receber, detectando as classes de consumidores com maior possibilidade de inadimplência, implementando políticas específicas de cobrança e/ou exigência de garantias financeiras e suspendendo o fornecimento e/ou o registro de energia e a prestação do serviço, conforme estabelecido em contrato e normas regulamentares.
- c) A Administração considera o risco desse crédito reduzido, visto que as amortizações são garantidas com recursos provenientes de dividendos.
- d) A Administração considera reduzido o risco desse crédito, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, correspondente aos custos não recuperados por meio de tarifa.
- e) A Administração considera reduzido o risco desse crédito visto, que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, referente aos investimentos em infraestrutura não recuperados por meio da tarifa.
- f) A Administração considera reduzido o risco desse crédito visto que o contrato celebrado de venda da energia por cotas garante o recebimento de Receita Anual de Geração – RAG, que inclui a amortização anual desse valor durante o prazo da concessão.
- g) Para os ativos de concessão de geração, a Aneel publicou a Resolução Normativa nº 596/2013, que trata da definição de critérios para cálculo do VNR, para fins de indenização. A expectativa da Administração sobre a indenização destes ativos indica a recuperabilidade dos saldos registrados.
- h) Risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas resultantes da volatilidade do mercado de ações. Esse tipo de risco envolve fatores externos e vem sendo administrado através de acompanhamento periódico das variações ocorridas no mercado.

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
31.12.2020							
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
		2.426.459	608.556	2.791.182	11.051.010	4.731.051	21.608.258

(a) Taxa de juros efetiva - média ponderada.

Conforme divulgado nas NEs nºs 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 nominal dos instrumentos financeiros em aberto em 31.12.2020, estima-se que esses efeitos seriam próximos aos valores mencionados na coluna de cenário projetado provável da tabela abaixo, uma vez que as premissas utilizadas pela Companhia são próximas às descritas anteriormente.

Para o cenário base foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras e para o cenário provável considerou-se o saldo com a variação da taxa de câmbio - fim de período (R\$/US\$ 5,15) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2021 do Relatório Focus do Bacen. Adicionalmente, a Companhia mantém o acompanhamento dos cenários 1 e 2, que consideram deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico.

Risco cambial	Risco	Base	Cenários projetados		
		31.12.2020	Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Caução STN (garantia de empréstimo STN)	Baixa do dólar	133.521	(1.200)	(34.280)	(67.360)
		133.521	(1.200)	(34.280)	(67.360)
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos - STN	Alta do dólar	(140.337)	1.261	(33.508)	(68.277)
Fornecedores					
Eletrobras (Itaipu)	Alta do dólar	(288.640)	2.594	(68.918)	(140.429)
Aquisição de gás	Alta do dólar	(38.574)	347	(9.210)	(18.767)
		(467.551)	4.202	(111.636)	(227.473)

b) Risco cambial - euro

Esse risco decorre da possibilidade da perda por conta de flutuações nas taxas de câmbio com reflexos no valor justo das operações com instrumentos financeiros derivativos de compra a termo de moeda sem entrega física (NDF - *Non Deliverable Forward*). Estes derivativos foram contratados tendo em vista que nos contratos de fornecimento dos aerogeradores das empresas do complexo eólico Jandaíra, controladas pela Copel GeT, estão previstas parcelas de desembolso em Euro. Eventuais ganhos e perdas são reconhecidos no resultado da Companhia.

Baseado nos valores nominais de 15,5 milhões de euros, em aberto em 31.12.2020, o valor justo foi estimado pela diferença entre os valores contratados nos respectivos termos e as cotações futuras da moeda (taxas referenciais da B3), trazidos a valor presente pela taxa pré na mesma data. O saldo ativo, registrado em 31.12.2020, está apresentado na NE nº 12. O saldo passivo, em 31.12.2019, está apresentado na NE nº 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 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 consideraram-se os saldos com a variação dos indicadores: CDI/Selic - 4,00%, IPCA - 3,98%, IGP-DI - 6,85%, IGP-M - 8,98% e TJLP - 4,98%, previstos na mediana das expectativas de mercado para 2021 do Relatório Focus do Bacen, exceto a TJLP, que considera a projeção interna da Companhia. Adicionalmente, a Companhia mantém o acompanhamento dos cenários 1 e 2, que consideram deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável, em decorrência de eventos extraordinários que possam afetar o cenário econômico

Risco de taxa de juros e variações monetárias	Risco	Base	Cenários projetados		
		31.12.2020	Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ativos financeiros					
Títulos e valores mobiliários	Baixa CDI/Selic	300.530	12.023	9.014	6.011
Cauções e depósitos vinculados	Baixa CDI/Selic	197	8	6	4
Repasse CRC ao Governo do Estado do Paraná	Baixa IGP-DI	1.392.624	95.395	71.546	47.697
Ativos financeiros setoriais	Baixa Selic	346.930	13.877	10.408	6.939
Contas a receber vinculadas à concessão	Baixa IPCA	1.821.138	72.481	54.361	36.241
Contas a receber vinculadas à concessão de geração	Indefinido (a)	81.202	-	-	-
		3.942.621	193.784	145.335	96.892
Passivos financeiros					
Empréstimos e financiamentos					
Banco do Brasil	Alta CDI	(640.177)	(25.607)	(32.009)	(38.411)
BNDES	Alta TJLP	(2.027.581)	(100.974)	(126.217)	(151.460)
BNDES	Alta IPCA	(273.379)	(10.880)	(13.601)	(16.321)
Banco do Brasil - Repasse de recursos do BNDES	Alta TJLP	(83.936)	(4.180)	(5.225)	(6.270)
Caixa Econômica Federal	Alta TJLP	(165)	(8)	(10)	(12)
Outros	Sem Risco	(48.674)	-	-	-
Debêntures	Alta CDI/Selic	(5.174.803)	(206.992)	(258.740)	(310.488)
Debêntures	Alta IPCA	(1.550.339)	(61.703)	(77.129)	(92.555)
Debêntures	Alta TJLP	(112.677)	(5.611)	(7.014)	(8.417)
Passivos financeiros setoriais	Alta Selic	(188.709)	(7.548)	(9.435)	(11.323)
Pert	Alta Selic	(459.303)	(18.372)	(22.965)	(27.558)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IGP-M	(678.436)	(60.924)	(76.154)	(91.385)
Contas a pagar vinculadas à concessão	Alta IPCA	(53.428)	(2.126)	(2.658)	(3.190)
		(11.291.607)	(504.925)	(631.157)	(757.390)

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

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

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

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

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

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 ^(a)		Qualidade - realizado	
			DECi ^(b)	FECi ^(b)	DECi	FECi
2016			13,61	9,24	10,80	7,14
2017	LAJIDA ≥ 0 ^(c)	661.391	12,54	8,74	10,41	6,79
2018	LAJIDA (-) QRR ≥ 0 ^(d)	550.675	11,23	8,24	10,29	6,20
2019	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} ≤ 1 / (0,8 * SELIC) ^(e)	822.386	10,12	7,74	9,10	6,00
2020	{Dívida Líquida / [LAJIDA (-) QRR]} ≤ 1 / (1,11 * SELIC) ^{(e) (f)}		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.

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

Análise de sensibilidade sobre as operações de compra e venda de energia

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade com objetivo de mensurar o impacto de mudanças nos preços futuros. Para o cenário base foram considerados os saldos contábeis registrados na data destas demonstrações financeiras e para o cenário provável consideraram-se os saldos atualizados com a curva de preços de mercado e taxa NTN-B 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.

Consolidado	Variação no preço	Base 31.12.2020	Cenários projetados		
			Provável	Cenário 1	Cenário 2
Ganhos (perdas) não realizados em operações de compra e venda de energia	Elevação	346.125	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:

Consolidado	31.12.2020	31.12.2019
Empréstimos e financiamentos	3.188.531	3.142.383
Debêntures	6.757.481	8.429.710
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(3.222.768)	(2.941.727)
(-) Títulos e valores mobiliários (circulante)	(1.465)	(3.112)
(-) Títulos e valores mobiliários (não circulante) - garantias de contratos de dívidas	(175.901)	(121.617)
(-) Caução STN	(133.521)	(98.433)
Dívida líquida ajustada	6.412.357	8.407.204
Lucro líquido de operações em continuidade	3.834.172	2.062.869
Equivalência patrimonial	(193.547)	(106.757)
IRPJ e CSLL diferidos	24.896	205.771
Provisão para IRPJ e CSLL	1.260.469	433.555
Despesas (receitas) financeiras, líquidas	(866.271)	488.486
Depreciação e Amortização	1.009.913	1.093.836
Ebitda ajustado	5.069.632	4.177.760
Dívida Líquida Ajustada / Ebitda ajustado	1,26	2,01

36.3.1 Endividamento em relação ao patrimônio líquido:

Endividamento	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
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
Dívida líquida	1.541.300	1.881.849	6.528.770	8.485.268
Patrimônio líquido	19.959.111	17.252.414	20.250.518	17.598.212
Endividamento em relação ao patrimônio líquido	0,08	0,11	0,32	0,48

37 Transações com Partes Relacionadas

Consolidado Parte Relacionada / Natureza da operação	Ativo		Passivo		Receita		Custo / Despesa	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Controlador								
Estado do Paraná - 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)
Entidades com influência significativa								
BNDES e BNDESPAR - 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)
Entidade controlada pelo Estado do Paraná								
Sanepar (c) (g)	223	294	582	311	4.956	4.710	(6.598)	(5.852)
Utilização de água retirada de reservatórios de usinas	-	-	-	-	620	480	-	-
Empreendimentos controlados em conjunto								
Voltaia São Miguel do Gostoso - dividendos	1.032	1.032	-	-	-	-	-	-
Caiuá Transmissora de Energia (c) (h) (i) (j)	261	256	1.401	1.512	3.114	2.792	(16.267)	(14.233)
Dividendos	4.443	4.443	-	-	-	-	-	-
Integração Maranhense Transmissora (i) (j)	-	-	160	161	-	-	(2.029)	(1.938)
Dividendos	3.806	4.306	-	-	-	-	-	-
Matrinchá Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	959	829	-	-	(11.259)	(10.137)
Dividendos	34.460	31.793	-	-	-	-	-	-
Guaraciaba Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	436	383	-	-	(5.348)	(4.853)
Dividendos	16.281	14.846	-	-	-	-	-	-
Paranaíba Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	649	638	-	-	(8.141)	(6.514)
Dividendos	-	5.962	-	-	-	-	-	-
Cantareira Transmissora de Energia (i) (j)	-	-	468	467	-	-	(5.912)	(5.403)
Dividendos	6.547	7.286	-	-	-	-	-	-
Mata de Santa Genebra Transmissão (i) (j) (k)	4.034	2.035	990	10	17.636	16.449	(7.636)	(340)
Coligadas								
Dona Francisca Energética S.A. (l)	13	40	1.436	1.436	162	145	(17.078)	(16.905)
Dividendos	97	-	-	-	-	-	-	-
Foz do Chopim Energética Ltda. (c) (m)	216	209	-	-	2.675	2.538	-	-
Sercomtel S.A. Telecomunicações (n)	-	4.436	-	-	8.299	8.354	(4)	(21)
Pessoal chave da administração								
Honorários e encargos sociais (NE nº 33.2)	-	-	-	-	-	-	(21.935)	(25.860)
Planos previdenciários e assistenciais (NE nº 24.3)	-	-	-	-	-	-	(1.116)	(1.560)
Outras partes relacionadas								
Fundação Copel (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	-	-	-	-
Lactec (c) (o)	5	4	2.747	1.507	771	746	(2.702)	(2.787)
Tecpar (c) (p)	11	-	-	-	862	-	-	-
Celepar (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 umidade, mapeamento e análise de ventos e descargas atmosféricas.

- e) O BNDES é controlador da BNDES Participações S.A. - BNDESPAR, que possui ações da Copel (NE nº 31.1). Em 22.12.2018 encerrou a vigência do acordo de acionista entre o Estado do Paraná e o BNDESPAR, assinado em 22.12.1998.
- f) O BNDES e a BNDESPAR adquiriram o total das debêntures emitidas pelas controladas Nova Asa Branca I, Nova Asa Branca II, Nova Asa Branca III, Nova Eurus IV e Ventos de Santo Uriel.
- g) Saneamento básico prestado pela Sanepar.
- h) Contrato de prestação de serviços de operação e manutenção prestados pela Copel GeT, com vencimento em 09.05.2021. Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT firmado pela Copel DIS, com vencimento até a extinção da concessão da distribuidora ou da transmissora, o que ocorrer primeiro.
- i) Encargos de uso do sistema de transmissão devidos pela Copel GeT, UEG Araucária e parques eólicos.
- j) A Copel DIS mantém Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - Cust com o ONS e com as concessionárias de transmissão de energia, o qual tem por objeto a contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão - Must. A contratação é de caráter permanente e é regulamentada pela Resolução Normativa Aneel nº 666/2015. Os montantes são definidos para os quatro anos subsequentes, com revisões anuais.
- k) Contratos firmados pela Copel GeT: operação e manutenção, com vencimento em 1º.02.2023, prestação de serviços de engenharia do proprietário, assessoria e consultoria, 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
							977.484

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

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

Destinação: programa de investimentos

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

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

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

38 Compromissos

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

Consolidado	31.12.2020	31.12.2019
Contratos de compra e transporte de energia	132.879.053	137.279.155
Aquisição de ativo imobilizado		
Construção de linhas de transmissão e subestações	12.062	115.732
Construção das usinas do empreendimento eólico Jandaíra	330.257	-
Construção da PCH Bela Vista	23.717	111.481
Obras de telecomunicações	132.430	90.769
Aquisição de ativo para obras de distribuição de energia elétrica	978.189	428.441
Obrigações de compra de gás	655.422	859.211

39 Seguros

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

Consolidado Apólice	Término da vigência	Importância segurada
Riscos Operacionais - UHE Baixo Iguaçu	30.05.2021	2.250.207
Riscos Operacionais - UHE Colíder	10.11.2021	2.166.984
Riscos Operacionais - Cutia e Bento Miguel	29.03.2022	2.016.287
Riscos Nomeados	24.08.2021	2.005.408
Riscos Operacionais - Brisa Potiguar	27.06.2021	914.610
Riscos Operacionais - UEG Araucária (a)	31.05.2021	882.035
Incêndio - imóveis próprios e locados	24.08.2021	800.636
Riscos Operacionais - UHE Governador Jayme Canet Junior	23.11.2021	799.290
Riscos Operacionais - Elejor	11.03.2022	763.007
Riscos Operacionais - São Bento	27.06.2021	571.848

(a) O valor da importância segurada de Riscos Operacionais - UEG Araucária foi convertido de dólar para real com a taxa do dia 31.12.2020, de R\$ 5,1967.

Além dos seguros relacionados, a Companhia e suas controladas contratam outras apólices de seguros com menores valores, tais como: seguro D&O, responsabilidade civil geral, garantia judicial e de pagamento, riscos diversos, seguro de vida, seguro aeronáutico e seguro de veículos. Os seguros de garantia contratados pelas controladas, pelos empreendimentos controlados em conjunto e pelas coligadas possuem como avalista a Copel e/ou a Copel GeT, no limite de sua participação em cada empreendimento.

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.

31.12.2020	Controladora	Consolidado
Ativos classificados como mantidos para venda		
Caixa e equivalentes de caixa	-	277.119
Clientes	-	60.543
Estoques	-	6.741
Tributos a recuperar e tributos diferidos	-	124.262
Depósitos judiciais	-	16.086
Imobilizado	-	716.924
Intangível	-	10.587
Direito de uso de ativos	-	11.247
Investimentos	758.742	-
Outros créditos	-	7.037
	758.742	1.230.546
Passivos associados a ativos classificados como mantidos para venda		
Fornecedores	-	16.916
Obrigações fiscais	-	35.426
Debêntures	-	657.590
Passivo de arrendamentos	-	11.740
Provisões para litígios	-	33.147
Outras contas a pagar	-	1.586
	-	756.405

Os ativos e passivos reclassificados fazem parte do segmento de telecomunicações que, com o desinvestimento da Copel Telecomunicações, será descontinuado na Copel.

Adicionalmente, o total de R\$ 74.437 referente aos passivos contingentes da Copel Telecomunicações foram desconsiderados 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 apresentadas em linhas separadas, como operação descontinuada, tanto na Demonstração de Resultados como na Demonstração dos Fluxos de Caixa e na Demonstração do Valor Adicionado.

Ressalta-se, ainda, que a partir de 1º.10.2020 foi cessada a depreciação e amortização dos ativos que serão vendidos, após a sua reclassificação para o ativo circulante, na linha de Ativos classificados como mantidos para venda, em atendimento ao que determina o item 25 do CPC 31.

O detalhamento destes valores está apresentado nos quadros a seguir:

Demonstração de Resultados das Operações Descontinuadas	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Receita operacional líquida	-	-	355.843	375.028
Custos Operacionais	-	-	(100.684)	(296.028)
Lucro operacional bruto	-	-	255.159	79.000
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)	-	-
	80.221	(88.321)	(103.095)	(190.606)
Lucro (prejuízo) antes do res. financeiro e tributos	80.221	(88.321)	152.064	(111.606)
Resultado Financeiro	-	-	(33.378)	(33.122)
Lucro (prejuízo) operacional	80.221	(88.321)	118.686	(144.728)
Imposto de renda e contribuição social	-	-	(43.108)	36.335
Lucro líquido (prejuízo) do período	80.221	(88.321)	75.578	(108.393)

Demonstração dos Fluxos de Caixa das Operações Descontinuadas	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
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)
Fluxo de caixa das atividades operacionais	-	-	255.501	220.415
Aquisições de imobilizado e intangível	-	-	(60.590)	(175.569)
Fluxo de caixa das atividades de investimento	-	-	(60.590)	(175.569)
Ingressos de debêntures emitidas	-	-	-	210.000
Amortizações empréstimos, debêntures e arrendamentos	-	-	(20.038)	(9.260)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	-	-	(20.038)	200.740
Variação no caixa e equivalentes de caixa	-	-	174.873	245.586

Demonstração do Valor Adicionado das Operações Descontinuadas	Controladora		Consolidado	
	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2020	31.12.2019
Valor Adicionado a Distribuir				
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
	80.221	(88.321)	300.178	76.121
Distribuição do Valor Adicionado				
Pessoal	-	-	-	-
Governo	-	-	188.340	128.574
Terceiros	-	-	58.879	55.940
Acionistas	80.221	(88.321)	52.959	(108.393)
	80.221	(88.321)	300.178	76.121

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 identificada provisão a reconhecer em 31.12.2020.

Em 1º.02.2021, com mais compreensão sobre o evento ocorrido, a Copel emitiu Comunicado ao Mercado nº 07/21, informando que parte dos seus sistemas estavam indisponíveis de maneira transitória, exceto os sistemas operacionais, que prestam serviços de fornecimento de energia e de telecomunicações, os quais continuaram operando sem interrupções.

A Copel executou procedimentos extensos para validar a exatidão e a integridade das informações e não foi identificado nenhum acesso ao ambiente computacional que concentra os sistemas ERP e de faturamento da Companhia, bem como em pastas e/ou arquivos com presença de dados pessoais sensíveis, de modo que não há nenhuma indicação de que a exatidão e a integridade das informações financeiras tenham sido afetadas como resultado do incidente.

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.

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Ao Conselho de Administração e aos Acionistas da
Companhia Paranaense de Energia – COPEL

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia Paranaense de Energia - COPEL (“COPEL” ou “Companhia”), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2020 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras individuais e consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da Companhia Paranaense de Energia - COPEL em 31 de dezembro de 2020, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (“International Financial Reporting Standards - IFRS”), emitidas pelo “International Accounting Standards Board - IASB”.

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada “Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas”. Somos independentes em relação à Companhia e a suas controladas, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

Reconhecimento de receita

Conforme descrito nas notas explicativas nº 4.12 e nº 32 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a receita da Companhia e de suas controladas decorre substancialmente da distribuição, geração, transmissão e comercialização de energia elétrica, bem como proveniente de prestação de serviços de telecomunicações e de comunicações em geral.

Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria em virtude da complexidade na captura, no processamento e no registro das transações, da dependência dos sistemas de tecnologia da informação e dos respectivos controles internos envolvidos no processo de reconhecimento da receita da Companhia e de suas controladas.

Para responder este principal assunto de auditoria, nossos procedimentos de auditoria sobre o reconhecimento de receita incluíram, entre outros: (a) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade das atividades de controles internos da Companhia e de suas controladas relacionados ao processo da Administração para mensurar o montante da receita a ser reconhecida nas demonstrações financeiras; (b) envolvimento de nossos especialistas em tecnologia da informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados para reconhecimento de receita; (c) teste, em base amostral, sobre a ocorrência, integridade e exatidão das receitas reconhecidas pela Copel e por suas controladas, bem como se elas foram contabilizadas no período de competência correto, com base na estimativa elaborada pela Administração, incluindo a avaliação da estimativa de receita não faturada; (d) teste, em base amostral, sobre a exatidão da emissão de faturas; (e) teste, em base amostral, de recebimentos subsequentes de faturas; e (f) avaliação das divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que a captura, o processamento, o registro e as respectivas divulgações sobre o reconhecimento de receita da Companhia e de suas controladas são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Perdas estimadas para redução ao valor recuperável (“impairment”) de ativos imobilizados

Conforme divulgado nas notas explicativas nº 4.10 e nº 18.5 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Companhia e suas controladas realizam anualmente análise de indicadores de desvalorização (“impairment”) e, caso necessário, efetuam mensurações do valor recuperável, a fim de concluir sobre a necessidade de provisão para perdas ao valor recuperável de ativos imobilizados.

Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria em virtude do alto grau de julgamento empregado pela Administração para mensurar a provisão para perdas, que requer a utilização de conhecimento técnico e do histórico das operações da Companhia e de suas controladas, e a realização de projeções dos resultados futuros, a fim de mensurar o valor em uso dos referidos ativos.

Para responder este principal assunto, nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (a) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade dos controles internos relevantes sobre a análise de recuperação dos ativos; (b) avaliação dos critérios utilizados para identificação e mensuração do valor recuperável das unidades geradoras de caixa da Companhia e de suas controladas; (c) envolvimento dos nossos especialistas em avaliação financeira para nos auxiliar na avaliação da adequação do modelo utilizado pela Administração para mensurar a recuperação dos ativos (fluxo de caixa descontado), especificamente com referência à taxa de desconto, adequação do modelo de valorização e consistência do teste de recuperabilidade dos ativos imobilizados; (d) avaliação das principais premissas de negócio utilizadas no modelo de fluxo de caixa descontado, mais especificamente relacionados à receita projetada e aos custos estimados, levando em conta ainda potenciais efeitos resultantes da pandemia COVID-19; (e) Envolvimento dos nossos especialistas em normas técnicas e profissionais de contabilidade para nos auxiliar na avaliação dos conceitos utilizados no teste de recuperabilidade dos ativos imobilizados; e (f) avaliação das divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações financeiras individuais e

consolidadas.

Como resultado da execução destes procedimentos, foram identificados ajustes relacionados ao reconhecimento de perdas estimadas para redução ao valor recuperável nos ativos de usina hidrelétrica e nos ativos da controlada UEG Araucária, considerados imateriais, não realizados do exercício anterior, os quais foram realizados pela Administração em contrapartida ao resultado do exercício corrente.

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que a mensuração da provisão para perdas ao valor recuperável (“impairment”) de ativos imobilizados, realizada pela Administração, assim como as respectivas divulgações, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Reconhecimento do passivo de PIS e Cofins a restituir para consumidores

Conforme divulgado na nota explicativa nº 13.2.1 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, em 16 de junho de 2020 transitou em julgado acórdão que reconhece o direito da Copel Distribuição de excluir da base de cálculo do PIS e COFINS o valor integral do ICMS destacado nas notas fiscais de saída, bem como autoriza a proceder a compensação administrativa dos valores recolhidos a maior de tais contribuições sociais, do período de agosto de 2004 até junho de 2020. Considerando a decisão favorável, a Copel Distribuição reconheceu o crédito tributário atualizado no ativo. 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.

Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria em virtude dos montantes envolvidos e do alto grau de julgamento empregado pela Administração para estimar qual a obrigação da Companhia perante os consumidores, que requer a utilização de conhecimento técnico e interpretação de legislações aplicáveis ao tema.

Para responder este principal assunto, nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (a) Avaliação do desenho, da implementação e da efetividade das atividades de controles internos da Companhia relacionados ao processo da Administração para reconhecer transações desta natureza; (b) Análise das opiniões legais preparados por especialistas jurídicos (assessores jurídicos internos e externos) quanto a avaliação do reconhecimento de passivo e sustentação do entendimento, assim como envolvimento de nossos especialistas jurídicos para desafio das premissas e julgamento da Companhia; (c) Envolvimento de nossos especialistas tributários, também, para análise de razoabilidade da metodologia adotada pela Administração no cálculo dos créditos tributários, cujos valores são base para reconhecimento do passivo; (d) Envolvimento dos nossos especialistas em normas técnicas e profissionais de contabilidade para nos auxiliar na avaliação dos conceitos utilizados para reconhecimento do passivo (e) Teste da integridade e exatidão da base de dados utilizada pela Administração para mensuração do ativo e passivo; e (f) Avaliação das divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que a mensuração do reconhecimento do passivo de PIS e Cofins a restituir para consumidores, realizada pela Administração, assim como as respectivas divulgações, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Provisão para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e ambientais

Conforme divulgado nas notas explicativas nº 4.11 e nº 30 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Companhia e suas controladas são rés em uma série de processos judiciais relacionados a discussões cíveis, fiscais, trabalhistas e ambientais.

Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria em virtude do alto julgamento necessário para determinar os prognósticos de perda, mensurar a provisão para riscos e elaborar as

divulgações necessárias para as demonstrações financeiras, sendo necessárias a utilização de conhecimento técnico e histórico da Companhia e de suas controladas e a análise de jurisprudências aplicáveis e individualizadas dos processos pela Administração.

Para responder este principal assunto de auditoria, nossos procedimentos incluíram, entre outros: (a) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade dos controles internos relevantes sobre as contingências, especificamente na captura dos processos e situações que possam ensejar perdas relacionadas a riscos, determinação dos prognósticos de perda e mensuração das provisões para riscos; (b) testes, com o auxílio de nossos especialistas em tecnologia da informação, sobre os controles e os sistemas informatizados utilizados pela Administração para controlar e avaliar os riscos existentes; (c) teste da integridade e exatidão da base de dados utilizada pela Administração para determinação dos prognósticos de perda e mensuração das provisões para riscos; (d) confirmação independente com os assessores jurídicos externos e patronos dos processos quanto à classificação do prognóstico do risco de perda para a Companhia e suas controladas, incluindo o valor envolvido; (e) avaliação das premissas e dos julgamentos utilizados pela Administração no desenvolvimento dessas estimativas, contando com o auxílio de nossos especialistas tributários e ambientais e análise de evidências contraditórias; e (f) avaliação das divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que a provisão para riscos estimada pela Administração, assim como as respectivas divulgações, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Ativos mantidos para venda e operações descontinuadas - Copel Telecom

Conforme divulgado na nota explicativa nº 41 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, em 15 de julho de 2020 a Copel comunicou a aprovação do desinvestimento de 100% da participação na Copel Telecomunicações pelo Conselho de Administração e, em 16 de setembro de 2020, o Conselho de Administração da Companhia autorizou a publicação do Edital do Leilão de Desinvestimento da Copel Telecomunicações com o preço mínimo para alienação. 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. Posteriormente, em 9 de novembro de 2011 ocorreu a sessão pública de Leilão relativa à alienação de 100% das ações de emissão da Copel Telecomunicações de titularidade da Companhia (cujo contrato de compra e venda de ações junto ao vencedor do Leilão foi assinado em 14 de janeiro de 2021).

Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria em virtude dos montantes envolvidos e do alto grau de julgamento empregado pela Administração para análise do momento em que os critérios para ativos e passivos mantidos para venda/ operação descontinuada foram atingidos, que requer a utilização de conhecimento técnico e interpretação do contexto aplicável ao tema.

Para responder este principal assunto, nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (a) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade das atividades de controles internos da Companhia e de suas controladas relacionados ao processo da Administração para divulgação dos ativos e passivos mantidos para venda / operações descontinuadas nas demonstrações financeiras; (b) avaliação dos critérios utilizados pela Administração para identificação do momento em que foram atingidos os critérios para classificação de ativos e passivos mantidos para venda / operação descontinuada e mensuração dos valores apresentados nas demonstrações financeiras; (c) Teste da integridade e exatidão dos montantes classificados como ativos e passivos mantidos para venda / operação descontinuada; (d) Envolvimento dos nossos especialistas em normas técnicas e profissionais de contabilidade para nos auxiliar na avaliação dos conceitos utilizados na classificação de ativos e passivos mantidos para venda / operações descontinuada e mensuração dos valores apresentados nas demonstrações financeiras; e (e) Avaliação das divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos e nas evidências de auditoria obtidas,

consideramos que a classificação, mensuração e apresentação dos Ativos mantidos para venda e operações descontinuadas - Copel Telecomunicações, realizada pela Administração, assim como as respectivas divulgações, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Ataque cibernético

Conforme divulgado na nota explicativa nº 42.2 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, em janeiro de 2021 a Copel tomou conhecimento de que foi exposta a um ataque cibernético, gerando indisponibilidade de parte de seus sistemas de Tecnologia de Informação, assim como possível vazamento de dados. A Administração tem conduzido uma investigação quanto à vulnerabilidade, extensão e consequências do ataque, tendo envolvido especialistas externos em segurança cibernética e controles gerais em tecnologia de informação, assim como efetuou diversas ações para conter e reduzir os danos, como vazamento de dados, entre outros. A Companhia não tem indicação alguma de que o incidente tenha alguma consequência na exatidão e integridade de informações contidas nas demonstrações financeiras.

Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria, considerando que a Copel é dependente da sua estrutura de tecnologia para processamento de suas operações e consequente elaboração das demonstrações financeiras. A não adequação do ambiente de controles gerais de tecnologia e de seus controles dependentes poderia acarretar processamento incorreto de informações críticas utilizadas para a elaboração das demonstrações financeiras, bem como ocasionar riscos relacionados à segurança da informação e cibernética.

Para responder este principal assunto, nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (a) Envolvimento de nossos especialistas em tecnologia da informação e especialistas em respostas a incidentes cibernéticos para análise da extensão dos possíveis danos ao ambiente informatizado e das ações de aprimoramento da segurança de tecnologia da informação; (b) Testes documentais sobre os lançamentos contábeis registrados nos livros contábeis da Companhia no período do incidente, a fim de avaliar se não houve impactos nos saldos contábeis; (c) Avaliação dos efeitos sobre os controles internos, ambiente de Tecnologia da informação e segurança dos dados; (d) Análise dos impactos de possível vazamento de dados e informações sensíveis, à luz da Lei Geral de Proteção de Dados (“LGPD”) assim como outras legislações aplicáveis; (e) Envolvimento dos nossos especialistas em normas técnicas e profissionais de contabilidade para auxílio na avaliação dos possíveis impactos causados pelo ataque cibernético nas demonstrações financeiras (f) Avaliação das divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Como resultado da execução destes procedimentos, foram identificadas deficiências nos controles internos relacionados ao ambiente de Tecnologia de Informação que alteraram nossa avaliação quanto à natureza, época e extensão de nossos procedimentos substantivos e de controles internos inicialmente planejados.

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que a avaliação do tema realizada pela Administração, assim como as respectivas divulgações, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Contabilização Ativos de Contrato de transmissão (Ofício CVM nº 04/2020)

Conforme divulgado na nota explicativa nº 3.6.1 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, em 1º de dezembro de 2020 a Comissão de Valores Mobiliários (CVM) emitiu o Ofício-Circular/CVM/SNC/SEP/nº 04/2020 (Ofício 04/2020), o qual orienta quanto a aspectos relevantes do CPC 47 (IFRS 15) e do CPC 48 (IFRS 9) a serem observados na elaboração das Demonstrações Contábeis de 31 de dezembro de 2020 das companhias com operações de transmissão de Energia Elétrica. Através do Ofício, as áreas técnicas da CVM têm por objetivo esclarecer, para estas companhias, determinadas disposições contidas nos Pronunciamentos Técnicos CPC 47 e CPC 48, que espelham respectivamente no Brasil o IFRS 15 e a IFRS 9.

Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria em virtude dos montantes envolvidos e do alto grau de julgamento empregado pela Administração para análise dos efeitos do Ofício 04/2020, que requer a utilização de conhecimento técnico e interpretação do contexto aplicável ao tema.

Para responder este principal assunto, nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (a) avaliação do desenho, da implementação e da efetividade das atividades de controles internos da Companhia e de suas controladas relacionados ao processo da Administração para mensuração, classificação e divulgação dos ativos de contrato de transmissão nas demonstrações financeiras; (b) avaliação dos critérios utilizados pela Administração para mensuração, classificação e divulgação dos ativos de contrato de transmissão, incluindo os efeitos do Ofício 04/2020, nas demonstrações financeiras; (c) Teste da integridade e exatidão dos ativos de contrato de transmissão; (d) Envolvimento dos nossos especialistas em normas técnicas e profissionais de contabilidade para nos auxiliar na avaliação da adequação da Companhia quanto aos conceitos utilizados para mensuração, classificação e divulgação dos ativos de contrato de transmissão, incluindo os efeitos do Ofício 04/2020, nas demonstrações financeiras (e) Avaliação das divulgações efetuadas pela Administração nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Como resultado da execução destes procedimentos, foi identificada uma reclassificação nos valores correspondentes, a qual foi realizada pela Administração, conforme a seção a seguir intitulada “Ênfases – Reapresentação dos valores correspondentes”.

Com base nos procedimentos de auditoria acima descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que a classificação, mensuração e apresentação dos Ativos de Contrato de transmissão, realizada pela Administração, assim como as respectivas divulgações, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Ênfases

Assuntos relacionados à COVID-19

Sem modificar a nossa opinião, chamamos a atenção para a nota explicativa nº 1 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, na qual a Companhia descreve os efeitos e potenciais efeitos da COVID-19 em suas operações, bem como as ações planejadas e as ações tomadas até o momento.

Reapresentação dos valores correspondentes

Sem modificar a nossa opinião, chamamos atenção à nota explicativa nº 3.6.1 às demonstrações financeiras, que apresentam a reclassificação do Ativo Financeiro RBSE de Contas a receber vinculados a concessão para Ativos de Contrato, refletindo os efeitos do Ofício CVM nº 04/2020

Operações descontinuadas

Sem modificar a nossa opinião, chamamos atenção à nota explicativa nº 3.6.2 às demonstrações financeiras, que apresentam as reapresentações efetuadas pela Companhia em decorrência da classificação dos ativos da subsidiária Copel Telecomunicações S.A. como operação descontinuada como previsto no Pronunciamento Técnico CPC 31/ IFRS 5.

Desdobramento de ações

Sem modificar a nossa opinião, chamamos a atenção para a nota explicativa nº 3.6.3 às demonstrações financeiras, na qual a Companhia divulga a reapresentação (i) dos valores do lucro líquido por ação (ii) do valor bruto dos dividendos por ação, devido a desdobramento de ações da Companhia aprovado em 11 de março de 2021, sendo apresentados conforme previsto no Pronunciamento Técnico CPC 41/IAS 33.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (“DVA”) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020, elaboradas sob a responsabilidade da Administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão reconciliadas com as demonstrações financeiras e os registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e o seu conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse pronunciamento técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e o relatório do auditor

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

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas não abrange o Relatório da Administração, e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da Administração e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas

A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo IASB, e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando e divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a Administração pretenda liquidar a Companhia e suas controladas ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia e de suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detecta as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte de uma auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e de suas controladas.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia e de suas controladas. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar a atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia e suas controladas a não mais se manterem em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do Grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas. Somos responsáveis pela direção, pela supervisão e pelo desempenho da auditoria do Grupo e, conseqüentemente, pela opinião de auditoria.

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

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

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

Curitiba, 17 de março de 2021

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC nº 2 SP 011609/O-8 “F” PR

Fernando de Souza Leite
Contador
CRC nº 1 PR 050422/O-3

RELATÓRIO ANUAL DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

1. APRESENTAÇÃO E INFORMAÇÕES GERAIS

O Comitê de Auditoria Estatutário - CAE da Copel está previsto na Seção I do Capítulo V do Estatuto Social, sendo composto por cinco membros, Conselheiros de Administração, em sua totalidade independentes, conforme legislação aplicável. As características, composição, funcionamento e competências do Colegiado são estabelecidas em Regimento Interno específico. Esse Comitê assessora e reporta-se ao Conselho de Administração - CAD, ao qual está diretamente vinculado.

Dentre as principais atribuições do Comitê de Auditoria Estatutário estão a de zelar pela qualidade e integridade das demonstrações contábeis e financeiras da Companhia; pelo cumprimento das exigências legais e regulamentares; pela atuação, independência e qualidade do trabalho da empresa de Auditoria Independente contratada para emitir parecer sobre as demonstrações contábeis e financeiras; pela atuação e qualidade do trabalho da Auditoria Interna e pela qualidade e eficiência dos sistemas de controles internos e de administração de riscos.

Desde 2019, o CAE conta com plano de trabalho para apoiar suas atividades, sendo este desenvolvido pela consultoria *PricewaterhouseCoopers* - PwC, em conjunto com a Auditoria Interna da Copel. No desenvolvimento do plano foram consideradas a legislação vigente, normativas internas e boas práticas de mercado. Para estudo e desenvolvimento desse plano, a PwC utilizou a seguinte metodologia de trabalho: mapeamento das responsabilidades do CAE; plano para atender as responsabilidades; referências de *benchmarks*; aspectos sobre treinamentos e discussões com o Colegiado. Como resultado, a consultoria apresentou plano de trabalho listando as exigências e recomendações para atuação do CAE, bem como cronograma para execução dessas atividades ao longo de um ano. A estrutura desse cronograma contempla os assuntos a serem tratados; a área interna responsável pelo apoio; a atividade a ser desenvolvida; as referências em relação à Lei nº 13.313/2016, à Lei *Sarbanes-Oxley* - SOx 301/407, à Instrução CVM 509, e a boas práticas de governança; a frequência de apresentação dos assuntos e a duração estimada para sua discussão e a distribuição desses temas ao longo do ano.

A auditoria independente, atualmente *Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes* - Deloitte, é responsável pela auditoria das Demonstrações Contábeis e deve assegurar que essas apresentem, de forma adequada, a posição patrimonial e financeira da Companhia - Copel Holding e consolidado das subsidiárias integrais (GeT, DIS, CTE, COM e Eólicas) e controladas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a legislação societária brasileira, as normas da Comissão de Valores Mobiliários - CVM, já adequadas aos padrões internacionais de contabilidade, e as normas editadas pelas Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel e Agência Nacional de Telecomunicações - Anatel. Além disso, a Deloitte também é responsável por avaliar o ambiente de controles internos da Copel Holding e das subsidiárias integrais uma vez que essas são sujeitas à lei americana *Sarbanes-Oxley* - SOx.

O Comitê de Auditoria Estatutário elaborará, anualmente, o Relatório do Comitê de Auditoria Estatutário, contendo as seguintes informações: (i) suas atividades, resultados, conclusões e recomendações no período, incluindo análise da eficácia de tais atividades; (ii) avaliação da efetividade dos sistemas de controles internos e gestão de riscos, registrando eventuais deficiências; (iii) descrição das recomendações apresentadas às diretorias, registrando aquelas não acatadas e justificativas para tanto; (iv) avaliação da efetividade do trabalho da empresa de auditoria independente e da Auditoria Interna, verificando, inclusive, o cumprimento da legislação, da regulamentação e das normas internas da Companhia, registrando eventuais deficiências; e (v) avaliação das demonstrações contábeis e financeiras, com ênfase na aplicação das práticas contábeis adotadas no Brasil e no exterior, além do cumprimento de normas editadas por agências reguladoras, registrando as divergências e eventuais deficiências.

2. HISTÓRICO DA COMPOSIÇÃO DO COMITÊ

Criado inicialmente para adequação da Companhia às exigências contidas na Lei *Sarbanes-Oxley* - Sox, que regulamenta a atuação das empresas abertas que possuem ações em negociação na bolsa de valores NYSE dos Estados Unidos, o Comitê de Auditoria, vinculado ao Conselho de Administração, atua desde maio/2005. Com a alteração do Estatuto Social da Companhia, aprovada na 195ª Assembleia Geral Extraordinária de Acionistas, de 07.06.2017, o Colegiado passou a se denominar Comitê de Auditoria Estatutário - CAE.

Em 2020, o Comitê teve a seguinte composição, eleita para o mandato 2019/2021: Conselheiros Marco Antônio Barbosa Cândido (como Presidente), Carlos Biedermann (como especialista financeiro), Leila Abraham Loria, Olga Stankevicius Colpo e Luiz Cláudio Maia Vieira, todos membros independentes, em conformidade com a Lei Federal nº 13.303/2016, e que atendem aos requisitos de independência impostos pela *Securities and Exchange Commission - SEC* e pela *New York Stock Exchange - NYSE*.

Considerando a necessidade do Comitê de Auditoria Estatutário – CAE, de disponibilização de profissional interno, com dedicação exclusiva, para assessorá-lo no desempenho de suas atribuições, foi deliberado na 226ª Reunião do Comitê de Auditoria Estatutário – CAE, de 06.11.2020, a designação do assessor do CAE da Copel, Adilson Dvulathca (registro 49438), conforme a Circular-058/2020, de 10.11.2020.

3. RESUMO DAS ATIVIDADES EM 2020

3.1. REUNIÕES REALIZADAS E PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS

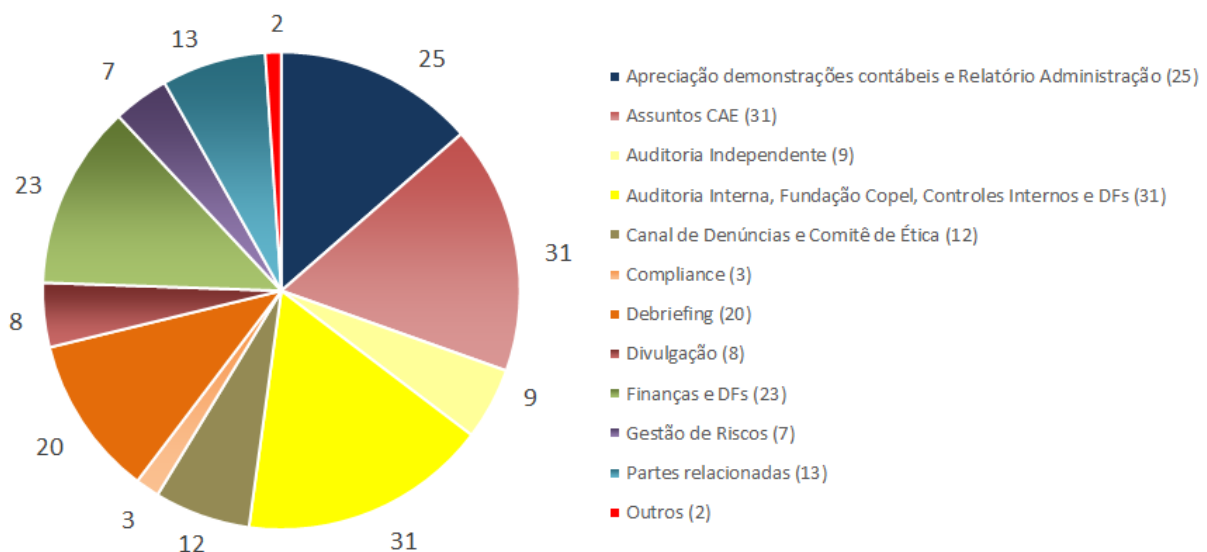
As pautas das reuniões realizadas em 2020 foram baseadas no plano de trabalho, elaborado para o Comitê de Auditoria Estatutário, que indica os seguintes assuntos para a discussão do Colegiado ao longo do ano, distribuídos em, no mínimo, 12 reuniões: apreciação de informações contábeis; auditoria externa; canal de comunicação confidencial; capacitação; compliance; contratações/consultorias; controles internos, auditoria interna e DFs; *debriefing*; divulgação; finanças e DFs; gestão de riscos; orçamento; outros assuntos extraordinários; partes relacionadas; regimento interno CAE e normativas internas da Copel relativas ao CAE.

No período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2020, foram realizadas 23 reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário da Copel, que contemplaram 184 pautas, envolvendo os membros da Diretoria Executiva, Gerentes, Auditores Internos e Auditores Independentes.

As deliberações tomadas e as recomendações formuladas pelo CAE foram devidamente formalizadas em atas. Foram relatados, mensalmente, nas reuniões ordinárias do Conselho de Administração - CAD, os principais temas tratados nas reuniões, detalhando as atividades e recomendações dirigidas para as diversas áreas da Companhia e suas subsidiárias, controladas e coligadas, os debates e os resultados dos monitoramentos das atividades dos Auditores Internos e dos Auditores Independentes. Esses relatos foram registrados de forma resumida nas atas do Conselho de Administração.

PAUTAS POR TEMAS:

O resumo do alcance das pautas realizadas é o seguinte:



3.2. AUDITORIA INDEPENDENTE

No decorrer de 2020, foram contempladas, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário, 9 pautas com participação da Auditoria Independente. Essas pautas abordaram o andamento dos trabalhos da Auditoria Independente Deloitte para o Formulário 20-F, de 2019; o planejamento dos trabalhos da Auditoria Independente para 2020; a análise dos assuntos significativos endereçados pelo Auditor Independente; o monitoramento de status dos planos de ação e/ou projetos para mitigar as deficiências apontadas pela auditoria independente, ao longo do período de 2020.

O Comitê avalia como satisfatório o volume e a qualidade das informações fornecidas, as quais apoiam sua opinião acerca da adequação e integridade dos sistemas de controles internos e das demonstrações financeiras. Não foram identificadas situações que pudessem afetar a objetividade e a independência dos auditores independentes. Em decorrência, o Comitê de Auditoria Estatutário avalia positivamente a cobertura e a qualidade dos trabalhos realizados pela Auditoria Independente concernentes às demonstrações financeiras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2020.

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

3.3. DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS e RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

No decorrer de 2020, foram realizadas 25 pautas, sendo que em todas foram apreciadas as demonstrações contábeis e em 9 pautas, o Relatório da Administração. Essas pautas abordaram a análise e recomendação para aprovação do Relatório Anual da Administração e das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2019; a revisão preliminar das Demonstrações Financeiras Intermediárias - 1º, 2º e 3º Trimestres de 2020; a ratificação da Proposta da Diretoria para a Destinação do Lucro Líquido Verificado no Exercício de 2019 e para Pagamento de Participação referente à Integração entre o Capital e o Trabalho e Incentivo à Produtividade.

O Comitê discutiu com os Auditores Independentes os resultados dos trabalhos, os Principais Assuntos de Auditoria descritos em seu relatório e as suas conclusões sobre a auditoria das referidas demonstrações financeiras, cuja opinião se apresenta sem ressalvas. Os principais pontos discutidos também se relacionaram com as práticas contábeis adotadas no Brasil, e, ainda, com recomendações e demais apontamentos nos relatórios de controles internos e apresentação das demonstrações financeiras. O Comitê verificou que as Demonstrações Financeiras da Companhia - Copel Holding e consolidado das subsidiárias integrais e controladas - estão apropriadas em relação às práticas contábeis e à legislação societária brasileira, bem como às normas editadas pelas Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel e Agência Nacional de Telecomunicações - Anatel, bem como às normas da Comissão de Valores Mobiliários - CVM e com as normas internacionais de relatório financeiro (*IFRS*), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB, e das normas emitidas pela *Securities and Exchange Commission* - SEC e Lei *Sarbanes-Oxley* - SOX.

3.4. AUDITORIA INTERNA

No decorrer de 2020, foram tratadas 22 pautas com a Auditoria Interna, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. Nesse período, o Comitê fez o acompanhamento das atividades da Auditoria Interna e a verificação de suas recomendações, aprovou o Relatório Anual de Atividades da Auditoria Interna - Raint 2020 e o Plano Anual da Auditoria Interna - Paint 2020/2021; analisou a Substituição do titular da Auditoria Interna; revisão da sua estrutura interna; processo de licitação de assessoria para a Auditoria Interna; reporte sobre plano em desenvolvimento - "*Team Building*"; e teve ciência da avaliação da Auditoria Interna sobre a Gestão de Riscos na Companhia e sobre os trabalhos relativos à Lei *Sarbanes-Oxley* - SOX.

Na 216ª Reunião, de 08.05.2020, a Fundação Copel de Previdência e Assistência Social apresentou informações a respeito dos Planos Previdenciários patrocinados pela Copel e administrados pela Fundação Copel e os impactos da pandemia Covid-19 na Carteira de Investimentos da Fundação Copel. Na 225ª Reunião, de 14.10.2020, a Fundação Copel apresentou informações complementares sobre sua carteira de investimentos.

O Comitê avalia como satisfatório o volume e a qualidade das informações fornecidas, as quais apoiam sua opinião acerca da adequação e integridade dos sistemas de controles internos e das demonstrações

financeiras. Não foram identificadas situações que pudessem afetar a objetividade e a independência da auditoria interna. Em decorrência, o Comitê de Auditoria Estatutário avalia positivamente a cobertura e a qualidade dos trabalhos realizados pela Auditoria Interna, concernentes às demonstrações financeiras do exercício social findo em 31 de dezembro de 2020.

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

3.5. SISTEMAS DE CONTROLES INTERNOS

No decorrer de 2020, foram tratadas 9 pautas sobre controles internos, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. Nesse período, o Comitê recebeu reporte dos trabalhos relativos a controles internos; e recebeu a atualização do status de auditoria, pela Deloitte, desses Controles Internos.

A metodologia adotada pela Companhia para a análise dos controles internos está em consonância com a estrutura do *Internal Control - Integrated Framework*, definido pelo *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (COSO)*, e com a *Lei Sarbanes-Oxley - SOx*. A Administração da Companhia é responsável pela implantação de políticas, procedimentos, processos e práticas de controles internos que propiciem a salvaguarda de ativos, o tempestivo reconhecimento de passivos, a aderência às regras e a integridade e precisão das informações. A Auditoria Interna é responsável por aferir o grau de atendimento ou observância, por todas as áreas da Companhia, dos procedimentos e práticas de controles internos e que esses se encontrem em efetiva aplicação.

O Colegiado também estimulou e validou a criação de instrumentos de controle (Políticas Internas, Normas Administrativas, entre outros) para assegurar o bom andamento das atividades da Companhia, inclusive extensivos a suas empresas controladas e coligadas.

Embora o tema tenha sido tratado em pautas específicas, o assunto permeia os demais itens da pauta de trabalho do Colegiado, tendo sido intensamente discutido no decorrer do ano pelos membros do CAE. Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos a sistemas de controles internos.

3.6. OUVIDORIA E CANAL DE DENÚNCIAS

No decorrer de 2020, foram tratadas, em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário, 04 pautas do Canal de Denúncias. Essas pautas abordaram o acompanhamento do Canal de Denúncias e o acompanhamento ao longo do ano, em reuniões específicas, acerca de denúncias recebidas pelo Canal que tiveram, em função de sua natureza, tratamento mais intensivo de investigação através da Auditoria Interna.

Trimestralmente é apresentado ao CAE o Acompanhamento do Canal de Denúncias pela área de Compliance e, mensalmente, a Auditoria apresenta as apurações relacionadas às denúncias recebidas.

Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos à Ouvidoria e Canal de Denúncias.

3.7. GESTÃO E MONITORAMENTO DE RISCOS

No decorrer de 2020, foram tratadas 7 pautas de Gestão e Monitoramento de Riscos em reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário. Essas pautas abordaram o reporte dos trabalhos relativos à gestão de riscos, a revisão dos riscos estratégicos e a revisão do Programa de Integridade da Companhia.

O CAE, com o intuito de reforçar a qualidade da matriz de riscos, determinou que fosse adicionada à Política de Gestão Integrada de Riscos Corporativos, a necessidade de análise trimestral, por parte do Comitê, e semestral por parte do Conselho de Administração, da matriz de Riscos, bem como os planos de mitigação decorrentes.

Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos à gestão e monitoramento de riscos.

3.8. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

O Comitê de Auditoria Estatutário tem como uma de suas atribuições "avaliar e monitorar, juntamente com a Administração e a área de Auditoria Interna, a adequação das transações com partes relacionadas realizadas pela Companhia".

No decorrer de 2020, foram tratadas 13 pautas de transações com partes relacionadas, em reuniões do CAE. Essas pautas abordaram, além da recomendação para aprovação das transações em si, a revisão da Política de Transações com Partes Relacionadas e Conflitos de Interesses e o monitoramento das operações/transações com Partes Relacionadas.

Mensalmente são monitoradas pelo Colegiado as deliberações tomadas sobre temas relativos a transações com partes relacionadas.

3.9. OUTRAS ATIVIDADES

Além das atividades acima mencionadas, o Comitê de Auditoria Estatutário tratou de outras pautas em reuniões periódicas, relacionadas aos assuntos já indicados neste relatório e demais assuntos indicados em plano de trabalho do CAE, os quais são compliance; *debriefing*; divulgação; finanças e DFs; monitoramento das deliberações; orçamento; e regulamentos de independência CAE. Ainda, os demais assuntos indicados também foram contemplados, quando aplicável, nas demais pautas citadas anteriormente neste relatório.

Nessas pautas tratadas, foram base Políticas Internas da Companhia como: de aplicação financeira, de investimentos, de contratação de serviços de auditoria independente, de integridade e atualização do programa de integridade.

Em relação a controladas e coligadas, o CAE, fez o acompanhamento do reporte sobre Ofícios para a Comissão de Valores Mobiliários - CVM relativos à UEG Araucária Ltda. – UEGA.

No âmbito de sua programação para 2020, o Comitê de Auditoria Estatutário discutiu seu plano de trabalho, preparado pela consultoria *PricewaterhouseCoopers* - PwC para o Comitê, além de analisar os resultados das avaliações de desempenho do Colegiado.

Considerando a necessidade de disponibilização de profissional interno com dedicação exclusiva para assessor no desempenho das atribuições do Comitê de Auditoria Estatutário – CAE, foi deliberado em sua 226ª reunião, de 06.11.2020, a designação do assessor do CAE da Copel, Adilson Dvulathca (registro 49438), conforme a Circular-058/2020, de 10.11.2020.

4. COMUNICAÇÕES DO COMITÊ DE AUDITORIA ESTATUTÁRIO

4.1. CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Comitê de Auditoria Estatutário reporta suas atividades mensalmente nas reuniões ordinárias do Conselho de Administração, apresentando os assuntos tratados, seu posicionamento e solicitações realizadas para as diversas áreas da Companhia. Em deliberações específicas, o Comitê de Auditoria Estatutário emite nota ao Conselho de Administração, com seu posicionamento e recomendações.

4.2. ALTA ADMINISTRAÇÃO - DIRETORIA EXECUTIVA E GERENTES

Para todas as reuniões do Comitê de Auditoria Estatutário, as Diretorias envolvidas nos temas a serem discutidos são convidadas e indicam a participação dos Gerentes das áreas responsáveis pelas pautas a serem tratadas. Além disso, também ocorre das Gerências Executivas, através de suas Diretorias, realizarem a proposição de pautas para apresentação no Comitê de Auditoria Estatutário, no que for pertinente às atribuições desse Comitê, principalmente àquelas matérias que serão submetidas para apreciação e deliberação do Conselho de Administração.

5. RECOMENDAÇÕES À DIRETORIA EXECUTIVA

- Reporte do Comitê de Ética e Canal de Denúncias.

O CAE recomendou à Diretoria de Governança, Risco e Compliance – DRC, por ocasião do reporte periódico do Comitê de Ética e Canal de Denúncias a manutenção de treinamentos sobre procedimentos para realização de denúncias, além da implantação de indicador de qualidade e de tempo em relação às denúncias recebidas, bem como a definição de metas e prazo para a conclusão das investigações.

- Processo de licitação de assessoria para a Auditoria Interna.

Acerca do processo licitatório, conduzido pela Auditoria Interna, para contratação de sua assessoria, o CAE recomendou apresentação ao colegiado de demonstrativo com estimativa de custo global, incluindo a contratação de assessoria para a Auditoria Interna e a equipe interna. Também fez recomendações em momento oportuno em relação aos requisitos e definição do "mix" de horas de profissionais para o processo licitatório e, ainda, recomendações acerca da cotação de preços.

- Processo de licitação de serviços de Auditor Independente.

O CAE recomendou à Diretoria de Finanças e de Relações com Investidores – DFI que nos processos licitatórios para contratação de serviços de auditoria independente, sejam revistos com antecedência, em contexto mais amplo, a revisão de políticas que tratam do tema e de outros processos internos pertinentes.

- Reporte trimestral sobre o monitoramento do portfólio de riscos da companhia.

O CAE recomendou à Diretoria de Governança, Risco e Compliance – DRC, por ocasião do monitoramento do portfólio de riscos da Companhia, a manutenção dos reportes trimestrais, a apresentação do Portfólio de Riscos ao Conselho de Administração, na reunião de outubro de 2020, a revisão dos trabalhos de gestão de riscos, à luz do que determinam as normas do COSO de 2017 e a adequação na identificação e o registro no Portfólio de Riscos dos riscos corporativos.

Para a Copel GeT, o CAE recomendou, com relação ao monitoramento e segurança de barragens, o cumprimento imediato de todas as orientações do Conselho de Administração registradas em suas reuniões ordinárias, de 20.02.2019 e de 17.06.2020.

- Reporte mensal dos trabalhos de controles internos

O Comitê de Auditoria Estatutário da Copel vem sistematicamente envidando esforços para a melhoria dos controles internos da Companhia, por meio do acompanhamento mensal do tema em suas reuniões, tanto pela Diretoria de Governança, Risco e Compliance, quanto pela Auditoria Interna, a qual reporta periodicamente seus trabalhos, o que inclui os relacionados a controles internos.

Os Membros do Comitê afirmaram que diversas providências foram solicitadas à Diretoria da Companhia, em especial robustez nos sistemas de controles internos da Copel e de suas Subsidiárias Integrais e, também, de suas investidas, acompanhamento e monitoramento mensais das deficiências apontadas pela auditoria externa, contratação de consultoria independente para auxiliar no processo de revisão dos controles internos do grupo Copel, instauração de comitês de investigações, por orientação do CAE, dentre outras medidas que podem ser evidenciadas nas atas de reuniões deste Comitê.

- Formulário 20-F

O CAE, mediante debates relacionados aos fatores de risco para o Formulário 20-F, apresentou recomendações, dentre elas mais informações sobre a pandemia Covid-19, citando a comissão criada para acompanhar o Plano de Contingência da Companhia e seus quatro pilares de atuação.

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÃO AO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Os membros do Comitê de Auditoria Estatutário, no exercício de suas atribuições e responsabilidades legais, procederam ao exame e análise das Demonstrações Contábeis da Companhia - Copel Holding e consolidado das subsidiárias integrais e controladas, acompanhadas do Relatório dos Auditores Independentes e do Relatório Anual da Administração, relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2020. Considerando todas as análises, estudos e debates realizados no transcorrer das reuniões e dos trabalhos de acompanhamento e supervisão efetuados pelo CAE — anteriormente aqui descritos de forma sumarizada — assim como em razão das informações prestadas pela Administração da Companhia e pela *Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes*, os membros do Comitê de Auditoria Estatutário julgam que todos os fatos relevantes estão adequadamente divulgados nas Demonstrações Contábeis auditadas relativas a 31.12.2020, no Relatório Anual 2020, recomendando sua aprovação pelo Conselho de Administração.

Curitiba, 17 de março de 2021.

MARCO ANTÔNIO BARBOSA CÂNDIDO

Presidente

CARLOS BIEDERMANN

Especialista Financeiro

LUIZ CLÁUDIO MAIA VIEIRA

LEILA ABRAHAM LORIA

OLGA STANKEVICIUS COLPO

PARECER DO CONSELHO FISCAL
SOBRE O RELATÓRIO ANUAL DA ADMINISTRAÇÃO E AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
REFERENTES AO EXERCÍCIO DE 2020 E SOBRE A PROPOSTA DA DIRETORIA PARA DESTINAÇÃO
DO LUCRO LÍQUIDO VERIFICADO NO EXERCÍCIO DE 2020

Os membros do Conselho Fiscal da Companhia Paranaense de Energia - Copel, abaixo assinados, dentro de suas atribuições e responsabilidades legais e estatutárias, procederam ao exame das Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2020, que compreendem o balanço patrimonial em 31.12.2020 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas e a Proposta da Diretoria para Destinação do Lucro Líquido do Exercício de 2020. As minutas foram recebidas e analisadas individualmente pelos Conselheiros e discutidas com a administração previamente. Com base nos trabalhos e discussões desenvolvidos ao longo do exercício, nas análises e entrevistas efetuadas, nos acompanhamentos e esclarecimentos prestados pela Administração e pela Auditoria Independente sobre os controles internos, e considerando ainda o Relatório do Auditor Deloitte Touche Tohmatsu Limited sobre as Demonstrações Financeiras Individuais e Consolidadas, emitido sem ressalvas, os Conselheiros Fiscais registram que não tiveram conhecimento de nenhum fato ou evidência que não esteja refletido nas Demonstrações Financeiras e opinam que referidas Demonstrações estão em condições de ser encaminhadas à deliberação da Assembleia Geral de Acionistas.

Curitiba, 17 de março de 2021

DEMETRIUS NICHELE MACEI

Presidente

HARRY FRANÇÓIA JÚNIOR

JOSÉ PAULO DA SILVA FILHO

LETÍCIA PEDERCINI ISSA MAIA

ROBERTO LAMB

PROPOSTA DE ORÇAMENTO DE CAPITAL

Em conformidade com a Instrução CVM Nº 480/2009, em vigor a partir de 1º.01.2010, abaixo se encontra demonstrada a proposta de orçamento de capital para o ano de 2021, aprovado na 209ª reunião ordinária do Conselho de Administração da Companhia Paranaense de Energia, realizada em 09.12.2020, bem como a origem dos recursos.

PROGRAMA DE INVESTIMENTOS	R\$ Mil
Geração e Transmissão (a)	319.987
Distribuição	1.217.588
Telecomunicações	50.023
Empreendimentos Eólicos (b)	302.779
Outros (c)	12.295
TOTAL	1.902.672

(a) Inclui os empreendimentos SPEs Bela Vista (Ger), Marumbi (Tra), Costa Oeste (Tra), Uirapuru (Tra) e FDA (Ger).
(b) Inclui Brisa Potiguar, Cutia Empreendimentos Eólicos, São Bento Energia e Jandaíra Energias Renováveis
(c) Inclui Holding, Copel Comercialização, entre outros

FONTES DE RECURSOS	R\$ Mil
Recursos de Terceiros	411.000
Novas captações - BNDES	169.112
Novas captações - Outras Instituições Financeiras	241.888
Recursos Próprios, oriundos de retenção de lucros e geração de caixa das operações da Companhia	1.491.672
TOTAL	1.902.672

DECLARAÇÃO

Pelo presente instrumento, como membros da Diretoria Executiva da Companhia Paranaense de Energia - Copel, sociedade de economia mista por ações, de capital aberto, com sede na Rua Coronel Dulcídio, 800, Curitiba - PR, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 76.483.817/0001-20, para fins do disposto no inciso V e VI, parágrafo 1º, do artigo 25 da Instrução CVM nº 480/2009, declaramos que:

- (I) revimos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no relatório de auditoria da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes relativamente às demonstrações financeiras da Copel, referentes ao exercício findo em 31.12.2020; e
- (II) revimos, discutimos e concordamos com as demonstrações financeiras da Copel relativas ao exercício social findo em 31.12.2020.

E, por ser verdade, firmamos a presente.

Curitiba, 17 de março de 2021

Daniel Pimentel Slaviero
Diretor Presidente

Ana Letícia Feller
Diretora de Gestão Empresarial

Adriano Rudek de Moura
Diretor de Finanças e de
Relações com Investidores

Cassio Santana da Silva
Diretor de Desenvolvimento de
Negócios

Eduardo Vieira de Souza Barbosa
Diretor Jurídico e de
Relações Institucionais

Vicente Loiácono Neto
Diretor de Governança, Risco e
Compliance