



RIO PARANAPANEMA ENERGIA S.A.

Demonstrações financeiras
em 31 de dezembro de 2019
e relatórios dos auditores independentes



Relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Aos Administradores e Acionistas
Rio Paranapanema Energia S.A.

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais da Rio Paranapanema Energia S.A. ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2019 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como as demonstrações financeiras consolidadas da Rio Paranapanema Energia S.A. e sua controlada ("Consolidado"), que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2019 e as respectivas demonstrações consolidadas 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.

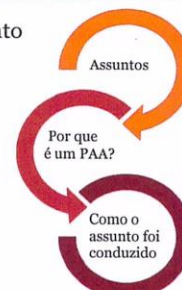
Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Rio Paranapanema Energia S.A. e da Rio Paranapanema Energia S.A. e sua controlada em 31 de dezembro de 2019, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa, bem como o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (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 sua controlada, 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, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas conforme 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 (PAA) 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.





Rio Paranapanema Energia S.A.

Porque é um PAA

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

Efeitos de liminares sobre a aplicação do fator de ajuste de energia (Notas 1.2, 1.3 e 12)

A Companhia e outros agentes de geração têm sentido os efeitos da severa crise hidrológica ocorrida nos últimos anos, que impactam o volume de energia disponível para a venda de usinas hidráulicas e o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), utilizado para a valorização da exposição dos agentes do setor (sobras e déficits de energia), que afeta o custo de geração. Dessa forma, a Companhia entrou como parte beneficiária da ação judicial que visa prevenir e reparar danos decorrentes da exposição aos efeitos do Generation Scaling Factor (GSF) e do PLD concedida à Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE). No início de 2018, a liminar da APINE foi revogada e posteriormente restabelecida para o período de 10 de julho de 2015 a fevereiro de 2018. Em paralelo, aguarda-se a votação na Câmara dos Deputados do Projeto de Lei nº 3.975/2019, que objetiva tratar desse assunto.

Em função do exposto, a Companhia reconhece os valores do efeito de GSF discutidos na referida ação judicial na conta de fornecedores. Por outro lado, a realização dos valores a receber não foi impactada até setembro de 2017, devido a liminar da Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica (ABRACEEL), da qual a Companhia também é parte, que concedeu o direito de prioridade de recebimento dos valores em discussão. Essa liminar foi extinta em setembro de 2017.

Esse tema foi considerado como um dos Principais Assuntos de Auditoria, uma vez que envolve montantes relevantes e a necessidade de um acompanhamento tempestivo dos desenvolvimentos do assunto e seus correspondentes efeitos contábeis.

Efetuamos o entendimento do assunto junto à administração, bem como dos controles estabelecidos para capturar e contabilizar os efeitos das ações judiciais em curso.

Nos reunimos com os assessores jurídicos da administração para entender os processos e testamos as transações e os saldos em confronto com notas de liquidação da Câmara de Liquidação de Energia Elétrica (CCEE). Também, revisamos as divulgações do assunto nas notas explicativas às demonstrações financeiras.

Consideramos que os critérios adotados pela administração estão suportados por posições de assessores jurídicos e que as divulgações nas demonstrações financeiras são consistentes com informações e documentos por nós obtidos.



Rio Paranapanema Energia S.A.

Porque é um PAA**Provisões para riscos fiscais, trabalhistas e ambientais e contingências ativas e passivas (Notas 2.17, 3.1.4, 8 e 14)**

Entre as estimativas que representam risco significativo com probabilidade de causar ajustes materiais ao conjunto das demonstrações financeiras nos próximos exercícios estão as provisões fiscais, cíveis e trabalhistas.

Esses processos normalmente são encerrados após um longo período e envolvem não só discussões acerca do mérito, mas também aspectos processuais complexos, de acordo com a legislação vigente.

A decisão de reconhecimento de um passivo e as bases de mensuração consideram exercício de julgamento da administração, a partir de posições de seus consultores jurídicos.

Em função do descrito, os valores estão sujeitos a inerentes subjetividades e complexidades, podendo causar efeitos relevantes nas provisões constituídas ou divulgações efetuadas. Por essa razão, esse foi um dos principais assuntos de nossa auditoria.

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, o entendimento dos procedimentos para a contabilização e divulgação dos temas em notas explicativas às demonstrações financeiras.

Solicitamos e obtivemos a confirmação diretamente com os advogados que patrocinam as causas, a fim de confirmar a avaliação do prognóstico, a totalidade das informações e o valor envolvido. Para selecionadas causas, discutimos a razoabilidade do prognóstico de perda.

No caso das ações tributárias relevantes, nossas análises foram efetuadas em conjunto com os nossos especialistas da área tributária.

Observamos que as conclusões da administração e a documentação suporte estão consistentes com o nosso entendimento sobre os temas envolvidos e com as divulgações incluídas nas demonstrações financeiras.

Outros assuntos**Demonstrações do valor adicionado**

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e 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.



Rio Paranapanema Energia S.A.

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 da Companhia 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 *International Accounting Standards Board* (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, 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 ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia e sua controlada 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 detectam 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.



Rio Parapanema Energia S.A.

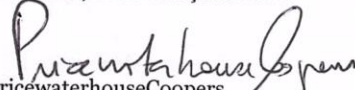
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e sua controlada.
- Avaliamos a adequação das políticas 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. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar 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 a não mais se manter em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, inclusive as divulgações e se essas demonstrações financeiras 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 individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.

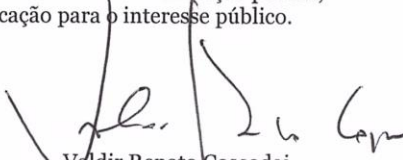
Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

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.

São Paulo, 18 de março de 2020


PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5


Valdir Renato Coscodai
Contador CRC 1SP165875/O-6

Sumário

Abertura.....	8
Mensagem da Administração.....	9
Perfil	10
Gestão de riscos.....	11
Conduta ética.....	12
Cenário e mercado	13
Desempenho operacional.....	17
Desempenho econômico-financeiro	20
Pesquisa e desenvolvimento (P&D)	28
Capital humano.....	29
Desempenho socioambiental.....	30
BALANÇOS PATRIMONIAIS	33
DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO	35
DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE.....	36
DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	37
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA	38
DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO	39
NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO	40
1. INFORMAÇÕES GERAIS	40
2. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	43
3. ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS CONTÁBEIS CRÍTICOS	55
4. GESTÃO DE RISCOS DO NEGÓCIO.....	56
5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	61
6. CLIENTES.....	62
7. TRIBUTOS A RECUPERAR / RECOLHER E DIFERIDO	63
8. DEPÓSITOS JUDICIAIS	66
9. INVESTIMENTOS	67
10. IMOBILIZADO.....	68
11. INTANGÍVEL.....	70
12. FORNECEDORES	73
13. DEBÊNTURES.....	74
14. PROVISÕES PARA RISCOS	76
15. ENCARGOS SETORIAIS	81
16. DIVIDENDOS	82
17. JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO A PAGAR	82
18. PARTES RELACIONADAS.....	83
19. PATRIMÔNIO LÍQUIDO	84
20. PLANO DE PENSÃO E APOSENTADORIA	87
21. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	92
22. ENERGIA ELÉTRICA VENDIDA E COMPRADA E ENCARGOS DE USO DA REDE	92
23. RESULTADO FINANCEIRO	95
24. APURAÇÃO DO IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL	95
25. LUCRO POR AÇÃO	96
26. INSTRUMENTOS FINANCEIROS.....	96
27. SEGUROS	97
28. TRANSAÇÕES NÃO CAIXA.....	98
29. COMPROMISSOS	98
PARECER DO CONSELHO FISCAL	99
DECLARAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	100
DECLARAÇÃO DA DIRETORIA	101
MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO	102
SIGLAS	103

Abertura

Senhores acionistas e debenturistas,

A Administração da Rio Paranapanema Energia S.A. ("Companhia" ou "Rio Paranapanema"), subsidiária da CTG Brasil, submete à apreciação dos senhores o relatório das principais atividades no exercício de 2019, em conjunto com as Demonstrações Contábeis elaboradas de acordo com a legislação societária brasileira. Consideramos essas informações importantes para divulgar o desempenho da Companhia para a sociedade, investidores, clientes e parceiros de negócios.

O presente Relatório da Administração cumpre a exigência da Lei nº 6.404/76 e segue recomendações do Parecer de Orientação CVM nº 15/1987, da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), e do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). As Demonstrações Contábeis foram submetidas à verificação independente, prestada pela PwC, atendendo à Instrução CVM nº 381/03.

Além deste documento, a CTG Brasil, acionista controladora da Companhia, divulga o Relatório de Sustentabilidade, elaborado de acordo com os GRI Standards, padrão proposto pela Global Reporting Initiative (GRI) e o mais utilizado para o relato de aspectos ambientais, sociais e de governança, e que contempla ainda indicadores socioambientais estabelecidos pela Aneel e apresentados especificamente para a Rio Paranapanema. Essa publicação mais abrangente será lançada em abril e disponibilizada publicamente em nosso site institucional.

Mensagem da Administração

O cenário econômico brasileiro de baixo crescimento e o contexto climático desafiador pela escassez de chuva apresentaram desafios para a Rio Paranapanema em 2019. Em função da grave crise hídrica, que afetou principalmente os reservatórios das usinas Jurumirim, Chavantes e Capivara, o volume de energia gerada foi 37,9% menor do que em 2018. Ainda assim, a Rio Paranapanema alcançou uma evolução positiva de 6,5% na receita operacional bruta, que totalizou R\$ 1,6 bilhão, impulsionada principalmente pela estratégia de sazonalização e comercialização de energia em contratos bilaterais nos mercados livre e de curto prazo. Porém, diante da redução significativa na geração, tivemos um impacto negativo de 2,5% no Ebitda, encerrando o ano em R\$ 685,4 milhões. A Companhia registrou lucro líquido de R\$ 246,4 milhões, 3,7% inferior ao obtido em 2018.

Os resultados obtidos em 2019 evidenciam a importância dos investimentos e dos projetos voltados para a modernização das usinas e aumento da eficiência. A excelência operacional é o fator determinante para fazer frente aos desafios climáticos e às oscilações do mercado de energia, permitindo que a Companhia fortaleça a capacidade de gerar valor e dar retorno aos seus acionistas. Nesse sentido, é importante destacar a conclusão do projeto de modernização da usina de Capivara, que resultou em um acréscimo de 8 MW na capacidade instalada e de 1,9 MWh de garantia física.

A Companhia também manteve seu compromisso com a busca por soluções conjuntas para enfrentar a adversidade das condições hidrológicas. A instalação da Sala de Crise do Rio Paranapanema, em março de 2019, foi um marco das ações estruturais voltadas para a questão dos reservatórios que atingiram níveis críticos. Coordenada pela Agência Nacional de Águas (ANA), a Sala de Crise contou com a participação de diversos órgãos públicos, agentes de geração de energia e comitês de bacias e foi importante para evitar danos ao meio ambiente e às comunidades.

Outro destaque do período foi a revelação do propósito corporativo: “Desenvolver o mundo com energia limpa em larga escala”. Esse propósito fala não apenas da nossa geração a partir de fontes renováveis, mas também do nosso compromisso em construir um legado em prol do desenvolvimento sustentável. A contribuição da Rio Paranapanema vai além da energia limpa, pois está fundamentada nas boas práticas de gestão que visam a criação de valor e a potencialização dos impactos positivos de nosso modelo de negócios nas relações com colaboradores, fornecedores, clientes, agentes do setor elétrico e toda a sociedade civil.

Com a perspectiva de retomada do crescimento econômico no país, o consumo de energia tende a aumentar. A Rio Paranapanema continuará a investir e crescer para apoiar o desenvolvimento nacional, garantindo a funcionalidade da infraestrutura para o suprimento energético com eficiência e sustentabilidade.

Carlos Alberto Rodrigues de Carvalho

Presidente da Rio Paranapanema

Perfil

A Rio Paranapanema controla e opera oito usinas hidrelétricas (UHEs) no Rio Paranapanema e duas pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) no Rio Sapucaí, todas no Estado de São Paulo. Esses ativos totalizavam no encerramento de 2019 uma capacidade instalada de 2.297,76 MW (incluindo a parcela da CBA no Consórcio Canoas), o que equivale a 1,4% da potência total instalada no Brasil. Essa capacidade é 0,3% maior em relação aos 2.289,76 MW do fim de 2018 devido à alteração do valor de potência da unidade geradora nº 2 da UHE Capivara, conforme Despacho Aneel nº 1.733 de 18/06/2019.

Parque gerador	Regime de atuação	Vencimento do contrato
UHEs Jurumirim, Chavantes, Salto Grande, Capivara, Taquaruçu e Rosana	Concessão de uso de bem público na modalidade de produção independente	2029
UHEs Canoas I e II	Concessão de uso de bem público na modalidade de produção independente em consórcio com a Companhia Brasileira de Alumínio (CBA) – a parcela da Rio Paranapanema é de 49,7% (quota de participação)	2033
PCHs Palmeiras e Retiro	Autorização de geração de energia elétrica, controladas e detidas pela subsidiária integral, Rio Sapucaí Mirim Energia Ltda.	2032

Propósito

Desenvolver
o mundo
com energia
limpa em
larga escala

Valores

Priorizamos a vida

Para nós, a segurança e o cuidado com as pessoas e o meio ambiente sempre vêm em primeiro lugar

Pessoas são a nossa energia

Acreditamos que cada um tem muito a oferecer e que a diversidade nos permite chegar ainda mais longe, juntos

Integridade, sempre

Para nós, a ética é inegociável e permeia tudo o que fazemos

Excelência em tudo

Trabalhamos para nos superar a cada dia. Entendemos que a eficiência está no jeito simples de fazer as coisas

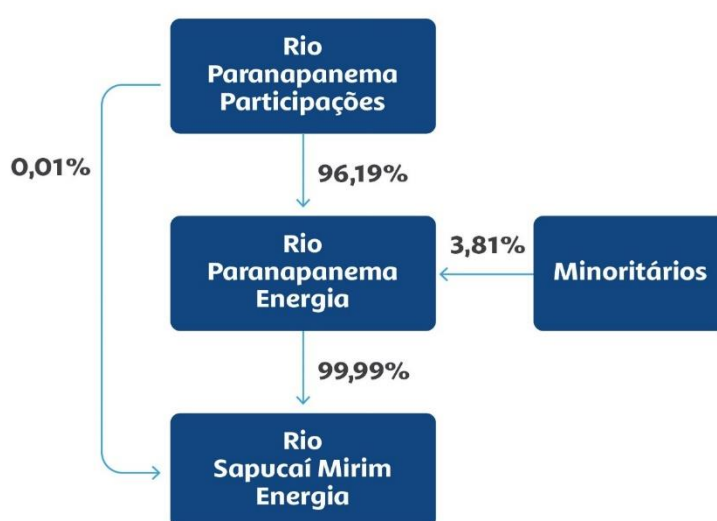
Inovamos para transformar

Somos ousados e conectados. Colaboramos para entregar soluções que criam valor para todos

A Rio Paranapanema é uma subsidiária indireta da China Three Gorges Brasil Energia Ltda. ("CTG Brasil"), segunda maior geradora privada de energia do país. Constituída conforme a Lei de Sociedades Anônimas, a Rio Paranapanema possuiu 3,81% de seu capital social

negociado na B3. A Companhia observa as instruções da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e as recomendações do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC). Seu Conselho de Administração é formado por até cinco membros (e respectivos suplentes), sendo um deles eleito pelos colaboradores. Nos termos legais aplicáveis, cabe ao Conselho de Administração indicar os integrantes da Diretoria Executiva, cujo mandato é de dois anos, sendo permitida a reeleição. O Conselho Fiscal é um órgão não permanente, cuja instalação ocorre a pedido dos acionistas durante a Assembleia Geral Ordinária, o que ocorre desde 2006 ininterruptamente.

Estrutura societária



Gestão de riscos

O monitoramento dos riscos que podem interferir na capacidade da Rio Paranapanema de desenvolver e gerar valor com seus negócios é realizado de forma transversal, com o apoio de uma área de Gestão de Riscos Corporativos (Enterprise Risk Management) que se baseia em metodologias reconhecidas internacionalmente para essa gestão (ISO 31.000 e COSO). A partir dessa metodologia, as áreas são acessadas de forma a identificar os responsáveis pelos riscos (*risk owners*), auxiliá-los a identificar o grau de risco e as probabilidades de materialização, bem como ações que mitiguem sua ocorrência. Ao final, tem-se estruturada uma matriz com os principais riscos da Rio Paranapanema, que é revisada periodicamente ou diante de necessidades específicas.

O risco hidrológico é uma condição intrínseca do setor de geração de energia brasileiro, baseado em usinas hidrelétricas com reservatórios de grande porte e participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e, portanto, vulnerável ao regime sazonal de chuvas nas regiões de atuação. A minimização desse risco ocorre por meio da atuação da área de Planejamento Energético, uma estrutura interna que avalia cenários futuros para a disponibilidade hídrica e sugere às áreas comerciais estratégias de proteção.

No âmbito operacional, a Companhia possui o Plano de Segurança de Barragens (PSB) que abrange 100% das suas usinas hidrelétricas. A partir da observação das legislações e das políticas corporativas, o PSB estabelece diversos procedimentos e rotinas que devem ser adotados para mitigar os riscos e garantir a eficiência operacional das suas usinas. Cada uma das usinas também possui seu Plano de Ação de Emergência (PAE), documento que estabelece um plano de caráter preventivo voltado para a proteção das comunidades a jusante das barragens. A disseminação do PAE é realizada em parceria com as defesas civis, visando preparar a estrutura de atendimento e atuação para situações emergenciais. Além disso, a Companhia conta com o Sistema de Operação em Situação de Emergência (SOSEm), um plano de ação que estabelece as medidas para a segurança das barragens e proteção das comunidades. O SOSEm inclui reuniões de divulgação, conforme previsto pela regulação setorial, que foram realizadas ao longo de todo o período.

A Rio Paranapanema também monitora e gerencia os principais riscos financeiros que podem afetar o curso normal de suas atividades. Parte de seus riscos são amparados por uma carteira de seguros que leva em consideração a natureza e o grau de severidade, visando eliminar ou mitigar eventuais perdas. As principais coberturas de seguros abrangem riscos operacionais, interrupção de negócios, responsabilidade civil geral, ambiental e de executivos.

A gestão financeira é regida por políticas próprias que visam a preservação dos ativos financeiros frente às volatilidades dos mercados. Dessa forma, são monitorados os principais índices macroeconômicos e setoriais que impactam a gestão do caixa e da dívida, o que minimiza eventuais riscos de perda decorrentes de operações financeiras e bancárias.

A Companhia monitora ativamente os *ratings* de crédito de clientes através de metodologia própria, embasada em informações de mercado e modelos estatísticos, visando mitigar eventuais perdas decorrentes de inadimplência.

Conduta ética

A Rio Paranapanema tem o compromisso de agir com ética e integridade em todas as suas atividades. Para orientar essa atuação, os profissionais contam com o Código de Ética e Conduta nos Negócios corporativo adotado pela Companhia, com diretrizes e orientações para identificar – e saber quais providências tomar – em situações que contrariem o propósito e os valores corporativos ou, ainda, a legislação. O cumprimento dessas diretrizes é assegurado pelo Programa de *Compliance*, que concentra os investimentos, projetos e iniciativas no tema. Os treinamentos sobre ética e integridade abrangem 100% dos colaboradores e podem ser realizados em eventos presenciais ou em formato de *e-learning*.

O Canal de Ética é a ferramenta disponibilizada pela CTG Brasil para a Rio Paranapanema, no âmbito do Programa de *Compliance*, para receber comunicações ou denúncias de situações que violem o Código de Ética e Conduta nos Negócios ou a própria legislação. Os colaboradores – e qualquer outro *stakeholder* da Companhia – têm acesso por meio de um website exclusivo (<https://contatoseguro.com.br/ctgbr>) ou por telefone (0800 601 6888), 24 horas por dia, 7 dias por semana.

Ainda em relação ao compromisso de agir com o mais elevado grau de integridade nos negócios, o Programa de *Compliance* da Companhia conta com o processo de *due diligence*

de *compliance* para fornecedores e parceiros de negócio. Tal processo visa realizar análises, conduzidas previamente à contratação ou proposta de compra, em relação às eventuais situações e envolvimento dessas entidades e pessoas físicas com atos de corrupção, fraude, lavagem de dinheiro e outros crimes que possam trazer prejuízos financeiros ou à reputação da Rio Paranapanema a partir da relação estabelecida com tal contraparte.

Esses levantamentos e análises são realizados com base na razão social da entidade e também nas dos respectivos sócios e/ou acionistas de referida entidade, utilizando-se de sistemas informacionais terceirizados de *compliance* que trazem dados retirados de bases públicas de informações. Com isso, é possível subsidiar a tomada de decisão com essa base objetiva de informações, assumindo ou não o risco relacionado a cada operação, de forma a proteger os ativos e a reputação. Essa abordagem também é relevante para tangibilizar o compromisso da Companhia com o combate à corrupção, em linha com o Código de Ética e Conduta nos Negócios.

Cenário e mercado

Contexto nacional

O desempenho do setor de energia elétrica tem estreita relação com a atividade econômica do país, que manteve um ritmo de crescimento ainda lento em 2019. Projeção do Banco Central estima que o Produto Interno Bruto (PIB) do Brasil evoluiu 1,2% no último ano, repetindo o patamar de 2018 (+1,1%).

Segundo as projeções, a atividade no setor industrial cresceu 0,7%, impulsionada principalmente pela construção civil, e o de serviços subiu 1,1%. Na agropecuária, a evolução foi de 2%, de acordo com a projeção.

Outros indicadores econômicos mostram sinais de melhoria para o ambiente de investimentos no país a partir de 2020. A taxa básica de juros (Selic) encerrou o ano em 4,5%, patamar histórico mais baixo, e a inflação oficial (IPCA) ficou em 4,31%, pouco acima da meta de 4,25% fixada pelo Banco Central.

A instabilidade cambial afetou significativamente a cotação do dólar ao longo do ano. A moeda, que no início do período era negociada em torno de R\$ 3,70, encerrou o período no patamar de R\$ 4,00, com variações bruscas ao longo dos meses.

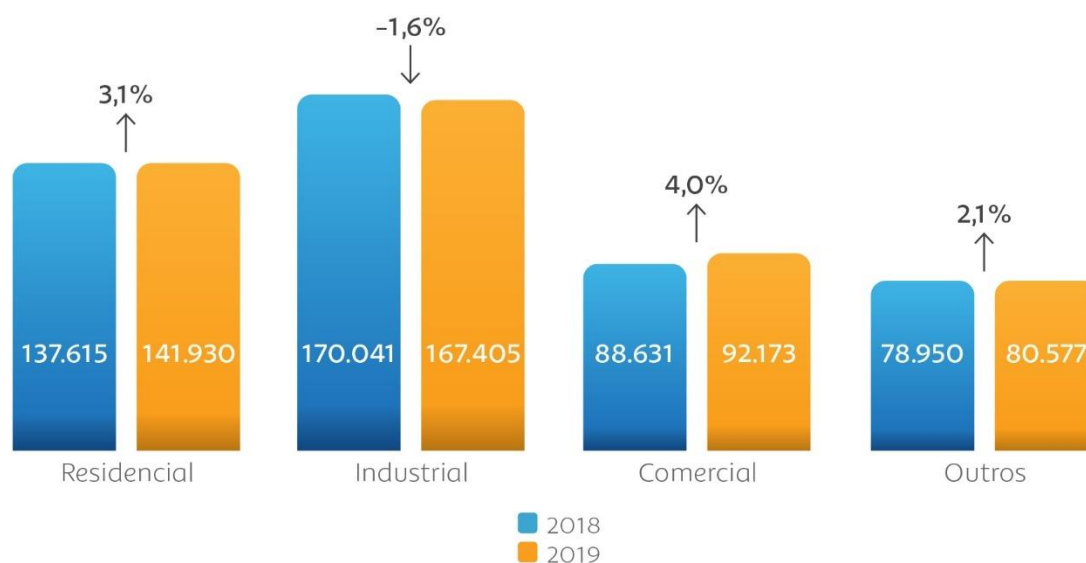
A aprovação no Congresso Nacional de medidas importantes, como a Reforma da Previdência, aponta de forma positiva para a recuperação do mercado, aumentando o grau de confiança na economia brasileira e contribuindo para o saneamento das contas públicas.

Indicadores macroeconômicos	2019	2018
IGP-M	7,31%	7,54%
IPCA	4,31%	3,75%
Taxa de câmbio (USD)	4,0307	3,8748
Var. % da taxa de câmbio	4,02%	17,13%
Taxa Selic	4,50%	6,50%
DI	4,40%	6,40%

Mercado de energia

O consumo de energia elétrica no Brasil totalizou 481,1 TWh em 2019, segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Esse resultado representa um crescimento de 1,4% em relação ao ano anterior.

Mercado de eletricidade (GWh)



O setor de energia brasileiro divide-se em dois mercados: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACR, também chamado de mercado cativo, estão os clientes atendidos pelas distribuidoras, que abastecem suas áreas de concessão com energia adquirida por meio dos leilões de compra e venda de energia. Em 2019, o consumo de energia nesse mercado cresceu 1,2%, totalizando aproximadamente 319,4 TWh. No ACL, em que os contratos de compra e venda de energia são negociados diretamente entre os geradores e os clientes, foi registrado um consumo de 162,6 TWh, 1,9% maior na comparação com o ano anterior. Segundo dados da Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia (Abraceel), 6.937 consumidores fazem parte do mercado livre, um aumento de 20% na base anual.

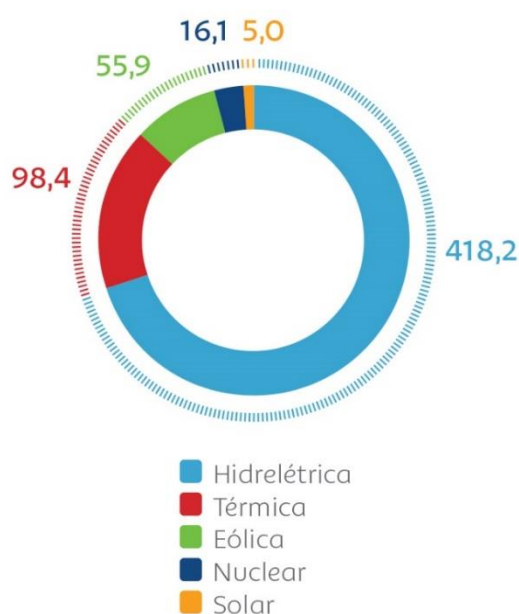
No último ano, houve aumento de consumo nas classes de consumidores comercial (+4,0%) e residencial (+3,1%), devido à ocorrência de temperaturas mais altas nas regiões Centro-Oeste, Nordeste e Norte, o que demandou maior acionamento dos equipamentos de refrigeração de ar. O segmento de indústrias apresentou queda (-1,6%) no período, principalmente pelo menor consumo dos segmentos químico e extrativo de minerais metálicos e pela tímida evolução do PIB.

Geração hidrelétrica

As usinas hidrelétricas, responsáveis por 64,1% da capacidade instalada de geração do Brasil, operam de forma centralizada e comandada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). A entidade, responsável pela coordenação e operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), avalia diversos parâmetros climáticos e operacionais (como a segurança hídrica) para ordenar a geração de energia.

As hidrelétricas sujeitas ao despacho centralizado do ONS compõem o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), uma espécie de condomínio em que a maior produção de uma usina compensa a geração inferior das outras. Em 2019, essas usinas foram responsáveis pela geração de 70,5% da energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN). As usinas térmicas geraram 16,6%.

Energia gerada no SIN em 2019 (TWh)



Garantia física

Em 4 de maio de 2017 foi publicada a Portaria nº 178/2017 que definiu os novos valores de garantia física de energia das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente, válidos a partir de 1º de janeiro de 2018. Desta forma, a partir dessa data, houve uma redução de aproximadamente 5% da garantia física da Rio Paranapanema Energia em relação à garantia física vigente em dezembro de 2017.

Em 2 de fevereiro de 2018, a Companhia ajuizou duas ações perante a Justiça Federal do Distrito Federal em face da União Federal, com pedido de liminar para suspender a aplicação da Portaria nº 178/2017 e para questionar os parâmetros de garantia física.

Em 6 de abril de 2018, a Rio Paranapanema obteve a liminar para afastar a aplicabilidade da Portaria nº 178/2017 em relação às UHEs Chavantes, Capivara, Taquaruçu e Rosana e, no dia 25 de abril de 2018, a Companhia obteve a liminar suspendendo os efeitos dessa Portaria em relação às UHEs Canoas I e II na parcela que ultrapassa o percentual de 10% (dez por

cento) de redução de garantia física sobre o valor base estabelecido para o ano de 2000 no Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 183/1998. Porém, em 10 de abril de 2019, foi publicada sentença que anula os pedidos referentes à liminar obtida para as usinas Canoas I e Canoas II.

Em 30 de abril de 2019 foi publicada sentença de primeiro grau na ação correspondente às usinas Capivara, Chavantes, Taquaruçu e Rosana, julgando-se improcedente o pedido da inicial, da qual se apelou, obtendo-se, em 18 de dezembro, deferimento do pedido cautelar de antecipação de tutela recursal para suspender os efeitos da Portaria nº 178/2017 no ponto em que reduziu o valor das garantias físicas dessas usinas.

Em 24 de junho de 2019, com a publicação do Despacho Aneel nº 1.733, houve o incremento de 1,9 MWmed da garantia física da UHE Capivara, devido à homologação dos novos parâmetros de potência instalada e rendimento nominal da turbina da Unidade Geradora nº 2, resultado da conclusão do processo de repotenciação dessa unidade. Como resultado da revisão extraordinária, a nova garantia física total da UHE Capivara passou a ser de 329,1 MWmed (anteriormente 327,2 MWmed), conforme estabelecido na Portaria nº 178/2017.

Risco hidrológico

Nos últimos anos, em decorrência de períodos de hidrologia desfavorável, secas cada vez mais prolongadas e severas, as hidrelétricas têm gerado abaixo de suas garantias físicas. Adicionalmente, a importação de energia elétrica, a contratação de energia de reserva, atrasos de projetos estruturantes de transmissão de energia, antecipação de garantia física de projetos estruturantes, Geração Fora da Ordem de Mérito Econômico (GFOM) contribuíram para o deslocamento das usinas hidráulicas participantes do MRE, as quais foram expostas a riscos não hidrológicos, impactando negativamente em sua capacidade de geração. Esse déficit de geração – GSF negativo –, é calculado considerando toda a energia produzida em relação à garantia física do sistema como um todo. A diferença deve ser compensada pelas hidrelétricas mediante a compra de energia. Na maioria das vezes, essas compras são realizadas no mercado de curto prazo com valores estabelecidos pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), calculado por uma metodologia própria da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

As principais e maiores geradoras hidráulicas participantes do MRE e que atuam no ACL, dentre as quais a Companhia, são representadas pela Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (Apine) em uma batalha judicial desde 2015, quando a Apine solicitou e obteve uma liminar com o objetivo de expurgar do cálculo do GSF todos os riscos não hidrológicos.

Em outubro de 2018, a Aneel obteve do Superior Tribunal de Justiça (STJ) a suspensão dessa liminar, mas sem incluir os valores de GSF retidos entre julho de 2015 e fevereiro de 2018. A decisão não tem impacto nas demonstrações contábeis da Companhia, pois esses valores já vinham sendo provisionados. Adicionalmente, a decisão determinou que os impactos relacionados ao GSF fossem contabilizados retroativamente a fevereiro de 2018, a partir de quando a Companhia passou a suportá-los nas liquidações realizadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

O tema, entretanto, não está solucionado. No âmbito regulatório, o PL 3.975/2019 (já aprovado na Câmara) apresenta uma solução para o tratamento dos riscos não hidrológicos atribuídos aos geradores por meio da compensação em extensão do prazo de concessão. O projeto de lei está atualmente em discussão na Comissão de Assuntos Econômicos do Senado (CAE) e, uma vez aprovado na CAE, seguirá para votação no Plenário do Senado.

Marco legal do setor elétrico

Preço horário | A implantação do preço horário ocorrerá em duas fases. A primeira delas iniciou em janeiro de 2020, quando o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) adotou o Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo (Dessem) na programação de operação. A segunda iniciará em janeiro de 2021, quando a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) vai adotar o Dessem no cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), na contabilização e na liquidação do Mercado de Curto Prazo.

Nova metodologia para definição de PLDs mínimo e máximo | Em 07 de outubro foi publicada a Resolução Normativa Aneel nº 858/2019 com aprovação de metodologia de definição dos limites mínimo e máximo do PLD. Com a nova regra, a partir de 1º de janeiro de 2020, o PLD mínimo passou a ser o maior valor entre o custo de produção da UHE Itaipu (TEO Itaipu) e a Tarifa de Otimização (TEO). Adicionalmente, para ao PLD máximo, foram aprovados dois limites: o PLD máximo estrutural, com início de vigência a partir de janeiro de 2020; e o PLD máximo horário, com vigência a partir de janeiro de 2021.

Modernização do setor elétrico | Em 2019, o Ministério de Minas e Energia instituiu o Grupo de Trabalho coordenado pelo próprio MME, com a participação da Aneel, ONS, CCEE e EPE, que visa desenvolver propostas para modernização do setor elétrico. Dois projetos de lei que tramitam no Congresso – o PLS 232/2016 (Senado) e o PL 1.917/2015 (Câmara dos Deputados) também tratam de temas relevantes para a modernização do setor elétrico, como: lastro e energia, ampliação do acesso ao mercado livre de energia (ACL), renovação de concessões, fim de subsídios entre outros.

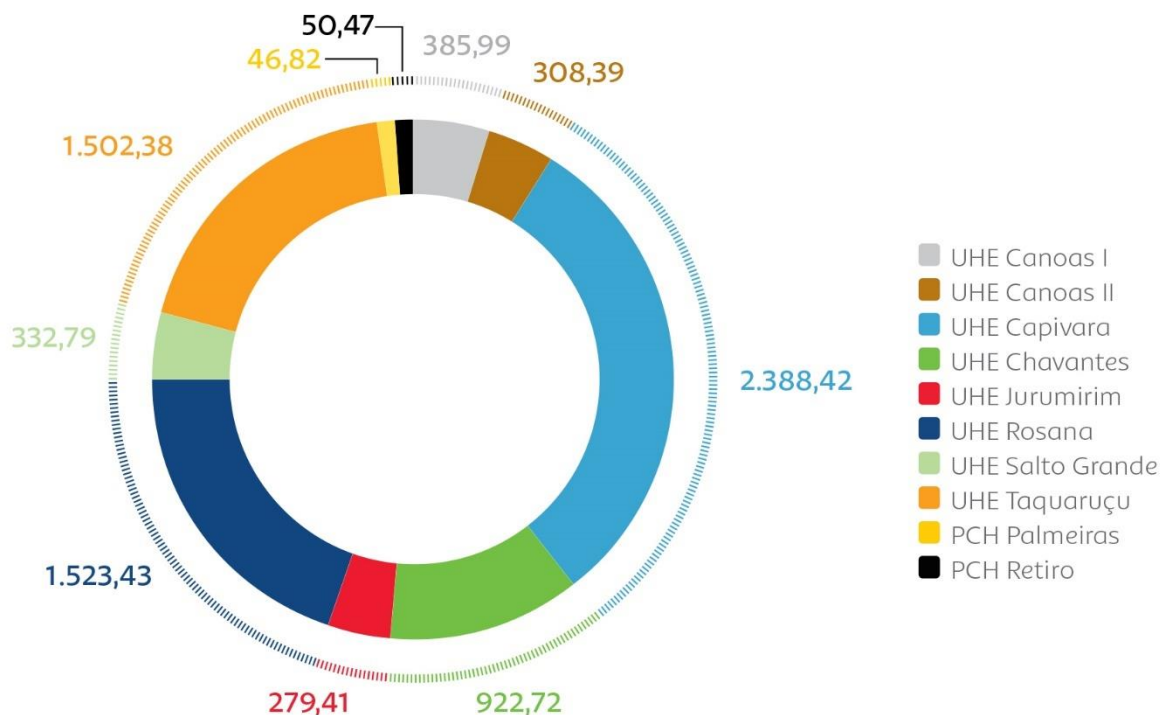
Desempenho operacional

A geração bruta de energia elétrica das UHEs e PCHs da Rio Paranapanema totalizou 7.740,83 GWh em 2019, uma redução de 37,9% na comparação anual em função do cenário hidrológico adverso. No último ano, os níveis dos reservatórios atingiram patamares críticos, o que motivou a instalação, em março, da Sala de Crise do Rio Paranapanema pela Agência Nacional de Águas (ANA), com a participação de diversos órgãos públicos, agentes de geração de energia e Comitês de Bacias do Paranapanema, Alto Paranapanema e Paraná.

As principais usinas afetadas por esse contexto foram as de Jurumirim, Chavantes e Capivara. Esses reservatórios tiveram recuperação ao longo do ano, mas em função da demanda nacional e condições do SIN, o ONS ordenou despachos de geração que novamente reduziram os níveis dos reservatórios. O índice de disponibilidade médio das usinas permaneceu acima dos limites regulatórios aplicáveis.

O volume de energia vendida foi de 8.609,5 GWh, um aumento de 10,9% em relação ao período anterior. Esse dado não considera o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).

Produção de energia (GWh)



Produção de energia (GWh)	2019	2018	Var. %
UHE Canoas I	385,99	549,38	-29,7%
UHE Canoas II	308,39	494,30	-37,6%
UHE Capivara	2.388,42	3.496,20	-31,7%
UHE Chavantes	922,72	2.021,90	-54,4%
UHE Jurumirim	279,41	540,20	-48,3%
UHE Rosana	1.523,43	2.281,30	-33,2%
UHE Salto Grande	332,79	517,10	-35,6%
UHE Taquaruçu	1.502,38	2.466,80	-39,1%
PCH Palmeiras	46,82	43,30	8,1%
PCH Retiro	50,47	47,40	6,5%
Total	7.740,83	12.457,88	-37,9%

Índice de disponibilidade*	Limite regulatório	2019	2018
UHE Canoas I	93,37%	97,41%	97,65%
UHE Canoas II	93,37%	98,22%	97,52%
UHE Capivara	92,32%	98,30%	97,78%
UHE Chavantes	92,32%	98,47%	98,39%
UHE Jurumirim	92,83%	99,33%	99,04%
UHE Rosana	92,32%	97,43%	95,21%
UHE Salto Grande	93,37%	97,48%	96,32%
UHE Taquaruçu	92,32%	95,41%	95,75%

*O Índice de Disponibilidade é calculado através da TEIP e da TEIFa (taxas equivalentes de indisponibilidade programada e forçada, respectivamente, considerando 60 valores mensais apurados, relativos aos meses imediatamente anteriores ao mês vigente). Sua fórmula de cálculo é: $ID = (1-TEIP) \times (1-TEIFa)$. Os valores apresentados referem-se ao mês de dezembro em cada ano.



Desempenho econômico-financeiro

Principais indicadores

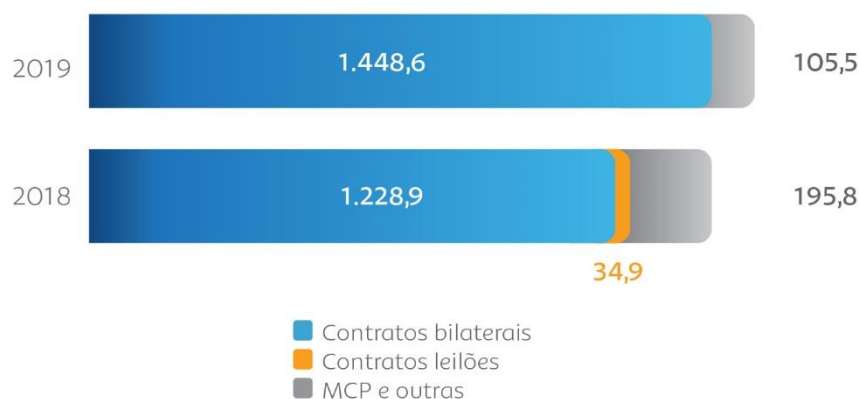
Indicadores econômicos (R\$ mil)	Consolidado		
	2019	2018	Variação %
Receita operacional bruta	1.554.467	1.459.659	6,5
(-) Deduções à receita operacional	(171.987)	(140.797)	22,2
Receita operacional líquida	1.382.480	1.318.862	4,8
(-) Custos e despesas operacionais	(918.156)	(828.994)	10,8
Resultado operacional	464.324	489.868	-5,2
Ebitda	685.425	702.936	-2,5
Margem Ebitda - %	49,6%	53,3%	-3,7 p.p.
(-) Resultado financeiro	(130.837)	(145.876)	-10,3
Lucro antes dos impostos	333.487	343.992	-3,1
Lucro líquido do exercício	246.390	255.911	-3,7
Margem líquida - %	17,8%	19,4%	-1,6 p.p.
Quantidade de ações (lotes de mil)			
Ações em circulação	94.433	94.433	-
Lucro líquido básico e diluído por lotes de mil ações, em reais	2,60915	2,70997	-3,7

Indicadores financeiros (R\$ mil)	Consolidado		
	2019	2018	Variação %
Ativos totais	4.411.784	4.470.161	-1,3
Dívidas em moeda nacional	1.372.546	1.524.034	-9,9
Patrimônio líquido	1.550.797	1.635.421	-5,2

Receita

A receita operacional bruta totalizou R\$ 1.554,5 milhões em 2019, acréscimo de 6,5% em comparação ao ano anterior, basicamente devido ao aumento nas receitas com contratos bilaterais de venda de energia e apesar de queda nas receitas de MRE referentes à queda nos volumes de energia gerada. Esses contratos foram possíveis graças a um maior volume disponível ocasionado pela estratégia de sazonalização em relação aos primeiros meses do ano e pelas boas oportunidades de preço.

Receita bruta (R\$ milhões)



Custos e despesas operacionais

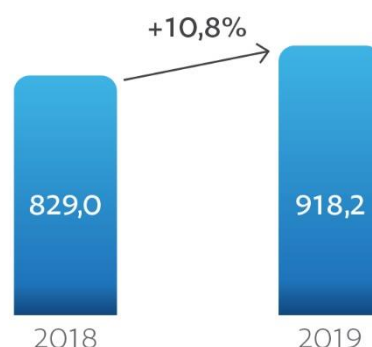
Custo do serviço de energia elétrica e despesas operacionais (R\$ mil)	Consolidado		
	2019	2018	Variação %
Pessoal	(71.670)	(74.183)	-3,4
Material	(9.785)	(5.125)	90,9
Serviços de terceiros	(75.846)	(47.902)	58,3
Energia comprada	(332.860)	(267.464)	24,5
Depreciação e amortização	(221.101)	(213.068)	3,8
Encargos de uso da rede elétrica	(132.007)	(124.560)	6,0
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (CFURH)	(38.859)	(61.644)	-37,0
Taxa de fiscalização do serviço de energia elétrica (TFSEE)	(6.749)	(5.626)	20,0
Seguros	(9.876)	(10.768)	-8,3
Provisões para riscos	(3.891)	(8.048)	-51,7
Aluguéis	(2.199)	(2.704)	-18,7
Outros	(13.313)	(7.902)	68,5
Total	(918.156)	(828.994)	10,8

Os custos e despesas operacionais apresentaram um aumento de R\$ 89,2 milhões, ou 10,8%, em comparação com o ano anterior. Esse aumento é originado, principalmente, pelo maior volume de energia comprada para enfrentamento do cenário hidrológico desfavorável nos últimos meses de 2019, que também originou receitas de vendas adicionais para a Companhia. Nas compras de energia, especificamente, foi observado um aumento de 24,5%, o equivalente a R\$ 65,4 milhões no ano.

Outros fatores que impactaram (para mais ou para menos) mais expressivamente as despesas operacionais foram:

- **Pessoal:** redução de R\$ 2,5 milhões, ou 3,4%, em relação ao exercício do ano anterior, decorrente principalmente da reestruturação organizacional implementada pela Companhia, com a transferência de colaboradores administrativos para outras empresas da CTG Brasil. Esse efeito positivo foi parcialmente compensado pela contratação de operadores nas usinas para o atendimento de requisitos legais.
- **Serviços de Terceiros e Materiais:** aumento de R\$ 32,6 milhões, sendo R\$ 5,7 milhões relacionados ao início da cobrança da prestação de serviços pela CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda. e R\$ 14 milhões do compartilhamento de recursos humanos com a CTG Brasil, cuja cobrança só se deu a partir de 2019 quando foram celebrados os respectivos contratos e aprovados pelo Conselho de Administração da Rio Paranapanema. Em razão disso, a Companhia foi beneficiada com a isenção dessas cobranças e redução da estrutura administrativa no ano de 2018. Além disso, outros impactos estão relacionados ao recebimento de Sinistro em Rosana registrado como crédito em 2018 (R\$ 6,8 milhões) e a projetos de manutenção e conservação das plantas, bem como ambientais.
- **Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH):** redução de R\$ 22,8 milhões, ocasionada por um ano atípico em termos de volume de geração de energia pelas usinas da Rio Paranapanema, causado principalmente pela situação hidrológica da bacia onde se localizam as unidades.
- **Provisão para riscos:** redução de R\$ 4,2 milhões, devido a uma necessidade menor de constituição de provisões de contingências em comparação com o ano anterior, sempre seguindo as avaliações dos advogados externos.

Custos e despesas operacionais (R\$ milhões)



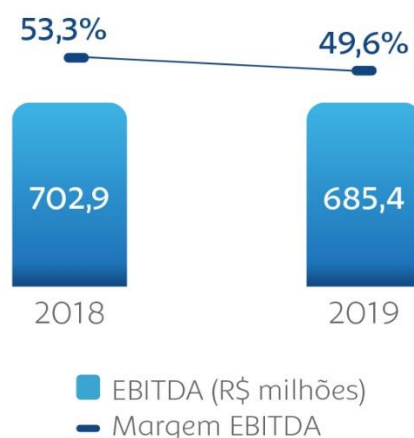
Ebitda e margem Ebitda

Ebitda e margem Ebitda (R\$ mil)	Consolidado		
	2019	2018	Variação %
Lucro líquido do exercício	246.390	255.911	-3,7
Imposto de renda e contribuição social	87.097	88.081	-1,1
Resultado financeiro (líquido)	130.837	145.876	-10,3
Depreciação e amortização	221.101	213.068	3,8
Ebitda	685.425	702.936	-2,5
Margem Ebitda	49,6%	53,3%	-3,7 p.p

O Ebitda (Lajida – lucro antes dos juros, impostos sobre renda, incluindo contribuição social sobre lucro líquido, depreciação e amortização) é calculado com o lucro líquido acrescido do resultado financeiro líquido, imposto de renda e contribuição social, depreciação e amortização. O Ebitda é uma medição não contábil, calculada tomando como base as disposições da Instrução CVM nº 527/2012. O Ebitda não deve ser considerado como uma alternativa ao fluxo de caixa como indicador de liquidez. A Administração da Companhia acredita que o Ebitda fornece uma medida útil de seu desempenho, que é amplamente utilizada por investidores e analistas para avaliar e comparar empresas.

O Ebitda foi de R\$ 685,4 milhões em 2019, o que significa uma redução de R\$ 17,5 milhões, ou 2,5%, em comparação com o ano de 2018. Dentre outros fatores já explanados anteriormente, destaca-se a queda significativa nos volumes de energia gerado pela Paranapanema como o grande fator que contribuiu para essa diminuição, representando R\$ 19,6 milhões de impacto líquido, isto é, redução de receitas no MRE parcialmente compensada com redução nos encargos de compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (CFURH).

EBITDA e margem EBITDA



Resultado financeiro

Resultado financeiro (R\$ mil)	Consolidado		
	2019	2018	Variação %
Receitas	73.792	84.844	-13,0
Despesas	(204.629)	(230.720)	-11,3
Resultado financeiro líquido	(130.837)	(145.876)	-10,3

O resultado financeiro líquido de 2019 foi negativo em R\$ 130,8 milhões, uma melhora de R\$ 15,0 milhões (10,3%) em comparação ao ano anterior. Essa variação ocorreu basicamente pela redução de R\$ 17,8 milhões nas despesas financeiras relativas às debêntures, devido, principalmente, à amortização da 5ª Emissão de Debêntures (série 1 e 2) sem renovação durante o exercício de 2019 e, também, a um cenário macroeconômico com taxas de juros inferiores às de 2018. Cabe mencionar que as linhas de receitas e despesas financeiras também são impactadas pelo efeito da variação monetária da Liminar do GSF, que, no ano de 2019, impactou negativamente em R\$ 5,0 milhões em comparação com 2018.

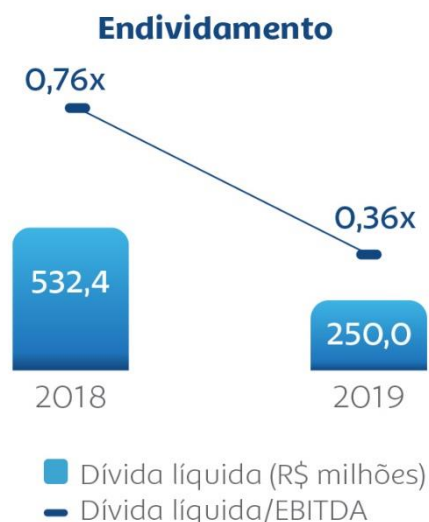
Endividamento

Dívida financeira líquida (R\$ mil)	Consolidado		
	2019	2018	Variação %
Debêntures	1.372.546	1.524.034	-9,9
Curto prazo	355.375	223.708	58,9
Longo prazo	1.017.171	1.300.326	-21,8
Caixa e equivalentes de caixa	(1.121.907)	(991.104)	13,2
Aplicações financeiras vinculadas	(597)	(482)	23,9
Dívida líquida	250.042	532.448	-53,0

A dívida líquida consolidada reduziu 53,0% em 2019 na comparação com o ano anterior. A dívida bruta teve diminuição de 9,9%, com saldo de R\$ 1.372,5 milhões. Destacaram-se as seguintes operações ocorridas ao longo do ano:

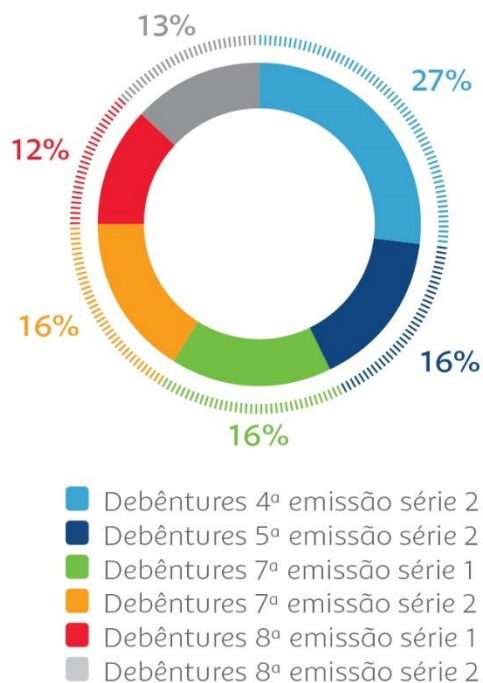
- Amortização total da 5ª emissão de debêntures da série 1 e amortização parcial da 5ª emissão de debêntures da série 2.
- Para as demais debêntures, houve acréscimo devido à apropriação de juros e variação monetária.

O caixa passou de R\$ 991,1 milhões para R\$ 1.121,9 milhões em decorrência da geração de caixa da Companhia.



Debêntures (R\$ mil)	Remuneração	Vencimento	Consolidado		
			2019	2018	Variação %
Debêntures 4ª emissão série 2	IPCA + 6,07% ao ano	16/07/2023	364.377	351.301	3,7
Debêntures 5ª emissão série 1	DI + 0,89% ao ano	20/05/2019	-	80.146	-100,0
Debêntures 5ª emissão série 2	IPCA + 7,01% ao ano	20/05/2021	223.708	323.728	-30,9
Debêntures 7ª emissão série 1	DI + 0,40% ao ano	15/08/2020	224.259	224.385	-0,1
Debêntures 7ª emissão série 2	IPCA + 5,90% ao ano	15/08/2022	221.170	212.845	3,9
Debêntures 8ª emissão série 1	106,75% do DI ao ano	15/03/2023	161.684	161.950	-0,2
Debêntures 8ª emissão série 2	IPCA + 5,50% ao ano	15/03/2025	177.348	169.679	4,5
Total	-	-	1.372.546	1.524.034	-9,9

Composição da dívida em 2019



Lucro líquido

O lucro líquido em 2019 totalizou R\$ 246,4 milhões, representando queda de 3,7% em relação aos R\$ 255,9 milhões de 2018, basicamente devido à soma dos fatores anteriormente mencionados.

Lucro líquido (R\$ milhões)



DVA

Distribuição do valor adicionado (R\$ mil)	Consolidado		
	2019	2018	Variação %
Pessoal	63.331	64.581	-1,9
Impostos, taxas e contribuições	314.585	306.598	2,6
Remuneração de capitais de terceiros	206.825	233.422	-11,4
Remuneração de capitais próprios	313.130	314.934	-0,6
Outros	(66.739)	(59.023)	13,1
Valor adicionado distribuído	831.132	860.512	-3,4

O valor adicionado distribuído pela Rio Paranapanema em 2019 totalizou R\$ 831,1 milhões, montante 3,4% menor do que no ano anterior em função das reduções nos valores adicionados líquido da Companhia e recebido em transferência. Na distribuição do valor adicionado destacam-se o pagamento de impostos, taxas e contribuições e a remuneração de capitais próprios, que respondem cada um por 38% do total.

Investimentos

Investimentos (R\$ mil)	Consolidado		
	2019	2018	Variação %
Modernização	7.889	31.207	-74,7
Manutenção	25.613	11.272	127,2
Outros	4.453	3.909	13,9
Total	37.955	46.388	-18,2

Os investimentos totalizaram R\$ 38,0 milhões, uma redução de 18,2% em relação ao ano anterior. As atividades de manutenção representaram 67,5% do total investido.

Investimentos (R\$ milhões)



Ratings

Em 2019, a Rio Paranapanema manteve as avaliações de *rating* recebidas da Moody's nas escalas global, nacional e debêntures. Essas avaliações refletem os fluxos de caixa estáveis e previsíveis da Companhia, uma vez que os contratos de concessão são de longo prazo.

Ratings conferidos pela Moody's	Escala	Perspectiva	Data
Aaa.br	Nacional	Estável	08/04/2019
Ba1	Global	Estável	08/04/2019

Pesquisa e desenvolvimento (P&D)

A CTG Brasil busca otimizar a gestão de recursos disponíveis para P&D. Para isso, em 2019, concluiu o Road Map Tecnológico, que envolveu todas as áreas no mapeamento de oportunidades diferenciadas de pesquisa. Esse processo definiu rotas tecnológicas e temas a serem priorizados na prospecção de projetos e será adotado como metodologia no planejamento anual de destinação de recursos daqui para frente. Na Rio Paranapanema, os investimentos totalizaram R\$ 5,2 milhões, 41% mais do que no ano anterior. Para conhecer os principais projetos, acesse o Anuário de P&D, disponível no site da CTG Brasil (<https://www.ctgbr.com.br/ped2019/index.html>).

Investimentos em P&D da Rio Paranapanema por linha de pesquisa (R\$ mil)



Capital humano

A Rio Paranapanema contava com 287 colaboradores (90,6% homens e 9,4% mulheres) no encerramento de 2019, além de 87 terceiros e 5 estagiários. Esse quadro funcional não variou de forma significativa em relação ao ano anterior e a taxa de rotatividade da Companhia para o período foi de 7,9%.

Na qualificação dos colaboradores, a Companhia dedicou esforços na estruturação de um ecossistema de aprendizagem, organizado por meio da Academia CTG Brasil, aplicável à Rio Paranapanema, que tem como objetivo principal atingir a estratégia com desenvolvimento de habilidades e ampliação de conhecimento. Essa Academia conta com a participação de times multidisciplinares e está trabalhando com um formato inovador que envolve redes e atuações colaborativas. O lançamento oficial acontecerá em 2020.

Outra ação importante de desenvolvimento foi a realização da primeira turma do International Leadership Assignment, um programa que promove o intercâmbio de profissionais brasileiros para terem experiência na CTG Corporation, na China.

Em desenvolvimento de carreira, foi estruturado o Planejamento de Sucessão para as áreas de Operação & Manutenção (O&M), visando garantir o sucesso de continuidade dos negócios, sem riscos e prejuízos, assegurando a gestão do conhecimento e a sustentabilidade das relações da Companhia com seus colaboradores, mercado e *stakeholders*. Outra iniciativa realizada em 2019 foi a implantação do Plano de Desenvolvimento Individual como uma ferramenta voltada ao protagonismo de carreira, como um plano de evolução que indica o caminho para que o colaborador possa atingir suas metas profissionais e pessoais, além de alavancar os resultados corporativos.

O compromisso com a segurança dos trabalhadores é evidenciado tendo a Vida como valor número um da Companhia. Um conjunto de medidas e iniciativas fortalecem a cultura de segurança nas operações e o monitoramento contínuo dos indicadores de segurança assegura a tomada de decisão ágil e assertiva para a implementação de melhorias. Em 2019, a Rio Paranapanema não registrou qualquer acidente com colaboradores e terceiros, tampouco com a população no entorno de seus ativos.



Um dos principais avanços em 2019 foi a consolidação do Safety Inspection Plan, cujo objetivo é identificar previamente condições e comportamentos inseguros ou falhas no sistema de gestão, a fim de evitar que os desvios ocorram, em uma gestão proativa e preventiva. Essas inspeções resultam em indicadores de aderência de cada UHE em relação à cultura de segurança que pretendemos. Ao final do ano, uma premiação (melhor performance e melhor evolução) é realizada pelo CEO da Companhia como maneira de reconhecimento pelo bom trabalho.

Desempenho socioambiental

Clientes

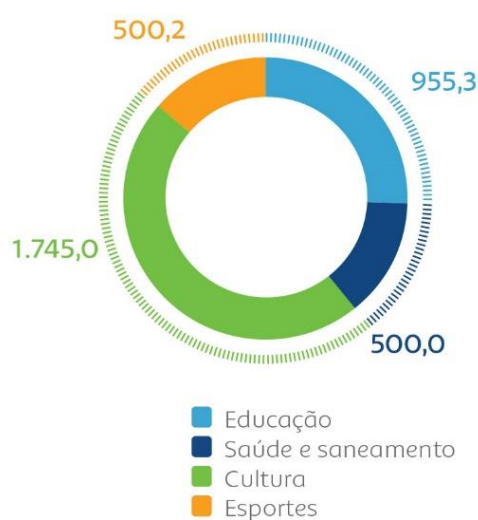
No início de 2019, a Companhia reestruturou sua área Comercial, segmentando o atendimento para qualificar o serviço aos clientes industriais no mercado livre e às distribuidoras no mercado regulado. Todas as operações de comercialização são certificadas

pela ISO 9001, contribuindo para a excelência e padronização dos processos. A fim de estreitar relacionamentos e garantir parcerias estratégicas de longo prazo com seus 41 clientes, a Rio Paranapanema também participa dos principais eventos do setor e promove encontros de relacionamento.

Comunidades

Os investimentos realizados pela Rio Paranapanema em projetos que beneficiam as comunidades localizadas próximas às usinas geradoras promovem a educação, a cultura e o incentivo ao esporte e avanços em saúde e saneamento. Essas ações estão conectadas ao objetivo da Companhia de atuar como um agente de transformação social, ampliando os benefícios de seu modelo de negócios. Em 2019, os recursos obtidos via leis de incentivo e aplicados nas ações sociais totalizaram R\$ 3,7 milhões, um aumento de 8,7% em relação a 2018.

**Destinação dos recursos incentivados
por área em 2019 (R\$ mil)**



Fornecedores

A Rio Paranapanema prioriza o relacionamento com parceiros próximos às usinas como mecanismos de impulsionar o desenvolvimento das localidades, além de manter contratos com empresas de grande porte detentoras de tecnologia e equipamentos de ponta. Os principais materiais adquiridos dos fornecedores são componentes e equipamentos das operações, além de materiais de escritório, limpeza e informática. Dentre os serviços, as principais categorias contratadas são as de manutenção, vigilância, portaria e consultorias. Em 2019, os montantes pagos pela Companhia aos seus fornecedores somaram cerca de R\$ 1,5 bilhão.

Meio ambiente

A estruturação do Sistema de Gestão Integrado da CTG Brasil, em 2019, elevou a gestão de aspectos de qualidade, segurança e meio ambiente ao patamar das melhores práticas de mercado. A partir do mapeamento dos principais processos da Companhia, e de forma alinhada a outras iniciativas como o Production Management System, essa consolidação da abordagem de gestão garante prontidão para um dos grandes desafios de 2020: certificar todas as usinas nas normas ISO 9001 (Qualidade), 14001 (Meio Ambiente) e 45001 (Segurança), já detidas pela UHE Salto Grande. No médio prazo, a Companhia também buscará a certificação ISO 55001 (Gestão de Ativos).

Consciente de seu papel na preservação dos rios, a Companhia busca continuamente o diálogo com todos esses públicos locais, visando o melhor uso desse recurso hídrico compartilhado. Em 2019, essa postura traduziu-se em ação quando os reservatórios das usinas Jurumirim, Capivara e Chavantes – que formam o sistema de cabeceira do Rio Paranapanema – atingiram nível críticos de escassez devido à falta de chuvas na região. Nesse contexto, a Companhia participou da criação da Sala de Crise do Paranapanema, uma maneira de envolver a população e os órgãos reguladores nas discussões para o melhor aproveitamento e uso comum dos recursos hídricos.

O consumo interno de água nas operações é baixo, porque ocorre principalmente pela água potável de consumo humano, pelo abastecimento de sanitários e pelas atividades de limpeza. Em 2019, foram consumidos 143 mil metros cúbicos, um aumento de 10% em relação ao ano anterior.

Os reservatórios e suas áreas de entorno são ativos valiosos para a proteção ambiental e a preservação da biodiversidade. Para monitorar todas essas áreas com agilidade, precisão e gestão eficiente de custos, a Companhia investiu em 2019 em um sistema de monitoramento por imagens de satélite para detecção de novas ocupações nos reservatórios, combinado com o uso de drones para regiões de maior criticidade. Em 2019, um projeto de pesquisa sintetizou em um manual técnico recomendações para o monitoramento em ambientes terrestres, após cinco anos de estudos nas usinas Capivara e Taquaruçu.

As macrófitas, plantas aquáticas essenciais para a filtragem de nutrientes e desenvolvimento das espécies nos rios, podem representar riscos às operações se crescerem de forma desordenada. Elas formam bancos de plantas sobre a água, que ao passar pelas turbinas podem danificar equipamentos e, em casos extremos, forçar a parada das operações. Mesmo com o desvio desses bancos para passarem pelos vertedouros, em função dos baixos níveis dos rios, há riscos ainda de aprisionamento de peixes em trechos do leito que ficam temporariamente secos. Um episódio desse tipo ocorreu em 2019 na usina Salto Grande. As equipes foram prontamente acionadas para resgatar o máximo de peixes possíveis e devolvê-los ao leito do rio.

BALANÇOS PATRIMONIAIS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018
 (Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

ATIVO	Nota	Controladora		Consolidado	
		2019	2018	2019	2018
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	5	1.087.193	897.818	1.121.907	991.104
Clientes	6	144.489	193.657	147.361	196.465
Tributos a recuperar	7	9.268	10.805	10.795	12.381
Partes relacionadas	18	474	500	474	500
Serviços em curso		4.472	10.551	4.472	10.551
Despesas antecipadas		5.741	5.925	5.818	6.039
Outros créditos		1.465	1.758	1.495	2.137
Total do ativo circulante		1.253.102	1.121.014	1.292.322	1.219.177
Não circulante					
Realizável a longo prazo					
Clientes	6	1.035	9.311	1.035	9.311
Tributos a recuperar	7	819	819	2.226	2.188
Impostos diferidos	7	225.381	176.461	225.381	176.461
Aplicações financeiras vinculadas		597	482	597	482
Despesas antecipadas		2.461	2.552	2.464	2.552
Depósitos judiciais	8	55.521	53.435	55.521	53.435
		285.814	243.060	287.224	244.429
Investimentos		170.649	242.345	2	2
Controladas	9	170.647	242.343	-	-
Outros		2	2	2	2
Imobilizado	10	2.653.028	2.814.439	2.807.869	2.976.530
Intangível	11	23.897	28.140	24.367	30.023
Total do ativo não circulante		3.133.388	3.327.984	3.119.462	3.250.984
Total do ativo		4.386.490	4.448.998	4.411.784	4.470.161

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

BALANÇOS PATRIMONIAIS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018
 (Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

PASSIVO	Nota	Controladora		Consolidado	
		2019	2018	2019	2018
Circulante					
Fornecedores	12	1.033.569	837.096	1.057.201	856.067
Salários, provisões e contribuições sociais		16.325	19.016	16.740	19.377
Tributos a recolher	7	77.840	106.995	78.275	107.962
Encargos setoriais	15	10.676	21.756	10.684	21.763
Indenização socioambiental		890	890	890	890
Dividendos	16	126.580	122.400	126.580	122.400
Juros sobre capital próprio (JSCP)	17	57.928	63.014	57.928	63.014
Partes relacionadas	18	1.764	-	1.831	-
Debêntures	13	355.375	223.708	355.375	223.708
Receitas diferidas		15.378	4.751	15.378	5.049
Outras obrigações		2.047	548	2.071	993
Total do passivo circulante		1.698.372	1.400.174	1.722.953	1.421.223
Não circulante					
Fornecedores	12	27.271	20.510	27.271	20.510
Encargos setoriais	15	15.216	12.059	15.216	12.059
Indenização socioambiental		11.462	10.655	11.462	10.655
Debêntures	13	1.017.171	1.300.326	1.017.171	1.300.326
Receitas diferidas		3.566	21.256	3.747	21.256
Provisões para riscos	14	38.138	42.251	38.670	42.365
Plano de aposentadoria	20	18.465	-	18.465	-
Outras obrigações		6.032	6.346	6.032	6.346
Total do passivo não circulante		1.137.321	1.413.403	1.138.034	1.413.517
Total do passivo		2.835.693	2.813.577	2.860.987	2.834.740
Patrimônio líquido	19				
Capital social		839.138	839.138	839.138	839.138
Reserva de capital		116.804	116.804	116.804	116.804
Reserva de lucros		158.378	157.797	158.378	157.797
Ajuste de avaliação patrimonial		436.477	521.682	436.477	521.682
Total do patrimônio líquido		1.550.797	1.635.421	1.550.797	1.635.421
Total do passivo e patrimônio líquido		4.386.490	4.448.998	4.411.784	4.470.161

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018
 (Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2019	2018	2019	2018
Receita operacional líquida	21	1.356.984	1.286.027	1.382.480	1.318.862
Custo do serviço de energia elétrica					
Pessoal		(58.886)	(47.672)	(61.132)	(49.858)
Material		(8.889)	(4.484)	(9.628)	(4.971)
Serviços de terceiros		(34.934)	(28.210)	(40.447)	(31.761)
Energia comprada	22	(326.997)	(259.080)	(332.860)	(267.464)
Depreciação e amortização		(207.034)	(199.259)	(217.828)	(210.042)
Encargos de uso da rede elétrica		(131.435)	(123.885)	(132.007)	(124.560)
Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos (CFURH)		(38.859)	(61.644)	(38.859)	(61.644)
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE)		(6.649)	(5.542)	(6.749)	(5.626)
Seguros		(9.704)	(10.595)	(9.876)	(10.768)
Aluguéis		(17)	(80)	(39)	(80)
Provisões para riscos	14	(2.221)	(5.572)	(2.508)	(5.331)
Outros		(1.253)	(972)	(1.337)	(992)
		(826.878)	(746.995)	(853.270)	(773.097)
Resultado bruto		530.106	539.032	529.210	545.765
Despesas operacionais					
Pessoal e administração		(10.538)	(24.325)	(10.538)	(24.325)
Material		(157)	(154)	(157)	(154)
Serviços de terceiros		(33.903)	(15.599)	(35.399)	(16.141)
Depreciação e amortização		(3.230)	(2.987)	(3.273)	(3.026)
Aluguéis		(1.963)	(2.421)	(2.160)	(2.624)
Provisões para riscos	14	(1.235)	(2.841)	(1.383)	(2.717)
Outras		(11.881)	(6.726)	(11.976)	(6.910)
		(62.907)	(55.053)	(64.886)	(55.897)
Resultado de participações societárias					
Equivalência patrimonial	9	(1.696)	6.948	-	-
		(1.696)	6.948	-	-
Resultado operacional		465.503	490.927	464.324	489.868
Resultado financeiro	23				
Receitas		68.708	79.120	73.792	84.844
Despesas		(203.242)	(229.042)	(204.629)	(230.720)
		(134.534)	(149.922)	(130.837)	(145.876)
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social		330.969	341.005	333.487	343.992
Imposto de renda e contribuição social	24				
Corrente		(134.585)	(147.278)	(137.103)	(150.265)
Diferido		50.006	62.184	50.006	62.184
		(84.579)	(85.094)	(87.097)	(88.081)
Lucro líquido do exercício		246.390	255.911	246.390	255.911
Lucro líquido básico por lotes de mil ações, em reais	25	2,60915	2,70997	2,60915	2,70997

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018
 (Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	Nota	2019	2018
Lucro líquido do exercício		246.390	255.911
Projeção a partir da revisão das premissas macroeconômicas do plano de pensão	20.2.1	(18.465)	-
Ganhos atuariais com plano de pensão de benefício definido		880	1.175
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre ganhos atuariais		(299)	(400)
		(17.884)	775
Resultado abrangente do exercício		228.506	256.686

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018
 (Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	Capital social	Reservas		Lucros acumulados	Ajustes de avaliação patrimonial	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio líquido da Controladora e Consolidado
		Capital	Lucros				
Saldo em 31 de dezembro de 2018	839.138	116.804	157.797	-	654.127	(132.445)	1.635.421
Resultado abrangente do exercício							
Lucro líquido do exercício	-	-	-	246.390	-	-	246.390
Projeção a partir da revisão das premissas macroeconômicas do plano de pensão	-	-	-	-	-	(18.465)	(18.465)
Ganhos atuariais com plano de pensão de benefício definido	-	-	-	-	-	880	880
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre ganhos atuariais	-	-	-	-	-	(299)	(299)
Reclassificação dos ganhos atuariais líquidos - CPC 33 (R1)	-	-	581	-	-	(581)	-
	-	-	581	246.390	-	(18.465)	228.506
Contribuições e distribuições aos acionistas							
Dividendos intermediários (R\$ 1,270738411 por ação PN e R\$ 1,270738411 por ação ON)	-	-	-	(120.000)	-	-	(120.000)
Dividendos propostos (R\$ 1,325059870 por ação PN e R\$ 1,325059870 por ação ON)	-	-	-	(125.130)	-	-	(125.130)
Juros sobre capital próprio (R\$ 0,720085099 por ação)	-	-	-	(68.000)	-	-	(68.000)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial	-	-	-	101.121	(101.121)	-	-
Imposto diferido sobre a realização dos ajustes de avaliação patrimonial	-	-	-	(34.381)	34.381	-	-
	-	-	-	(246.390)	(66.740)	-	(313.130)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	839.138	116.804	158.378	-	587.387	(150.910)	1.550.797

	Capital social	Reservas		Lucros acumulados	Ajustes de avaliação patrimonial	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio líquido da Controladora e Consolidado
		Capital	Lucros				
Saldo em 31 de dezembro de 2017	839.138	116.804	157.022	-	713.150	(132.445)	1.693.669
Resultado abrangente do exercício							
Lucro líquido do exercício	-	-	-	255.911	-	-	255.911
Ganhos atuariais com plano de pensão de benefício definido	-	-	-	-	-	1.175	1.175
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre ganhos atuariais	-	-	-	-	-	(400)	(400)
Reclassificação dos ganhos atuariais líquidos - CPC 33 (R1)	-	-	775	-	-	(775)	-
	-	-	775	255.911	-	-	256.686
Contribuições e distribuições aos acionistas							
Dividendos intermediários (R\$ 1,270738 por ação PN e R\$ 1,270738 por ação ON)	-	-	-	(120.000)	-	-	(120.000)
Dividendos propostos (R\$ 1,280630 por ação PN e R\$ 1,280630 por ação ON)	-	-	-	(120.934)	-	-	(120.934)
Juros sobre capital próprio (R\$ 0,783622 por ação)	-	-	-	(74.000)	-	-	(74.000)
Realização dos ajustes de avaliação patrimonial	-	-	-	89.429	(89.429)	-	-
Imposto diferido sobre a realização dos ajustes de avaliação patrimonial	-	-	-	(30.406)	30.406	-	-
	-	-	-	(255.911)	(59.023)	-	(314.934)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	839.138	116.804	157.797	-	654.127	(132.445)	1.635.421

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018
 (Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	Controladora		Consolidado	
	2019	2018	2019	2018
Fluxos de caixa de atividades operacionais				
Lucro antes do imposto de renda e da contribuição social	330.969	341.005	333.487	343.992
Ajustes em:				
Depreciação e amortização	210.264	202.246	221.101	213.068
Perda / (ganho) na baixa do ativo imobilizado/intangível	6.163	(190)	6.163	(190)
Apropriação de juros sobre debêntures	88.044	103.040	88.044	103.040
Amortização de custos de transação sobre debêntures	1.956	2.690	1.956	2.690
Variação monetária sobre debêntures	35.906	36.453	35.906	36.453
Provisão para riscos	3.456	8.413	3.891	8.048
Variação monetária sobre provisão para riscos	2.300	2.072	2.325	2.098
Variação monetária sobre depósitos judiciais	(894)	(4.967)	(901)	(4.968)
Variação monetária referente a liminar GSF	62.073	57.588	63.389	58.931
Variação monetária referente a indenização socioambiental	807	774	807	774
Arrendamento - IFRS 16	146	-	146	-
Equivalência patrimonial	1.696	(6.948)	-	-
	411.917	401.171	422.827	419.944
Variações nos ativos				
Clientes	57.444	(56.056)	57.380	(55.902)
Partes relacionadas	26	200	26	200
Depósitos judiciais	-	(222)	-	(222)
Serviços em curso	(3.547)	(2.208)	(3.547)	(2.208)
Despesas antecipadas	275	1.412	309	1.396
Outras variações ativas	305	(249)	655	(252)
	54.503	(57.123)	54.823	(56.988)
Variações nos passivos				
Fornecedores	139.646	125.173	142.991	125.788
Salários, provisões e contribuições sociais	(2.691)	(1.422)	(2.637)	(1.478)
Impostos, taxas e contribuições	(35.573)	(22.130)	(36.455)	(22.919)
Receitas diferidas	(7.063)	611	(7.180)	288
Partes relacionadas	1.764	-	1.831	-
Provisão para riscos	(9.692)	(1.692)	(9.728)	(1.724)
Outras variações passivas	3.766	4.037	3.347	1.629
	90.157	104.577	92.169	101.584
Caixa gerado pelas operações	887.546	789.630	903.306	808.532
Pagamento de juros sobre debêntures	(91.579)	(100.336)	(91.579)	(100.336)
Pagamento de variação monetária sobre debêntures	(26.140)	-	(26.140)	-
Imposto de renda e contribuição social pagos	(136.042)	(335.039)	(138.200)	(336.561)
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	633.785	354.255	647.387	371.635
Fluxos de caixa de atividades de investimentos				
Redução de capital na controlada	70.000	-	-	-
Recebimento na venda de imobilizado	386	3.428	386	3.428
Adições no ativo imobilizado e intangível	(51.285)	(46.389)	(53.459)	(47.861)
Caixa líquido gerado/(aplicado) nas atividades de investimento	19.101	(42.961)	(53.073)	(44.433)
Fluxos de caixa de atividades de financiamento				
Valor recebido pela emissão de debêntures	-	320.000	-	320.000
Custo de transação pela emissão de debêntures	-	(2.498)	-	(2.498)
Pagamento de debêntures	(159.675)	(323.009)	(159.675)	(323.009)
Pagamento de dividendos	(240.950)	(243.920)	(240.950)	(243.920)
Pagamento de juros sobre capital próprio	(62.886)	(63.512)	(62.886)	(63.512)
Caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento	(463.511)	(312.939)	(463.511)	(312.939)
Aumento / (redução) líquido no caixa e equivalentes de caixa	189.375	(1.645)	130.803	14.263
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	897.818	899.463	991.104	976.841
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	1.087.193	897.818	1.121.907	991.104

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E 2018
 (Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2019	2018	2019	2018
Receitas					
Vendas de energia	21	1.527.720	1.425.249	1.554.177	1.459.321
Receitas relativas à construção de ativos próprios	10	51.151	45.575	53.326	47.047
		1.578.871	1.470.824	1.607.503	1.506.368
Insumos adquiridos de terceiros					
Energia comprada e encargos de uso da rede	22	(458.432)	(382.965)	(464.867)	(392.024)
Materiais e serviços de terceiros		(129.034)	(94.022)	(138.957)	(100.074)
Outros custos operacionais		(24.835)	(25.946)	(25.528)	(25.871)
		(612.301)	(502.933)	(629.352)	(517.969)
Valor adicionado bruto		966.570	967.891	978.151	988.399
Depreciação e amortização	10 e 11	(210.264)	(202.246)	(221.101)	(213.068)
Valor adicionado líquido produzido		756.306	765.645	757.050	775.331
Aluguéis		289	337	290	337
Resultado de equivalência patrimonial	9	(1.696)	6.948	-	-
Receitas financeiras		68.708	79.120	73.792	84.844
Valor adicionado recebido em transferência		67.301	86.405	74.082	85.181
Valor adicionado total a distribuir		823.607	852.050	831.132	860.512
Distribuição do valor adicionado					
Pessoal					
Remuneração direta		40.244	37.578	41.494	38.811
Benefícios		8.812	9.899	9.299	10.347
FGTS		4.697	4.548	4.793	4.644
Provisão para gratificação (bônus)		493	(855)	501	(877)
Participação nos resultados		3.696	7.769	3.775	7.872
Encargos sociais (exceto INSS)		3.384	3.696	3.469	3.784
		61.326	62.635	63.331	64.581
Impostos, taxas e contribuições					
Federais		289.082	295.958	292.986	300.592
Estaduais		21.512	5.938	21.522	5.939
Municipais		77	67	77	67
		310.671	301.963	314.585	306.598
Remuneração de capitais de terceiros					
Aluguéis		1.980	2.501	2.199	2.704
Juros e amortização de custos sobre debêntures	13	90.000	105.730	90.000	105.730
Variação monetária sobre debêntures	13	35.906	36.453	35.906	36.453
Outras despesas financeiras		77.333	86.857	78.720	88.535
		205.219	231.541	206.825	233.422
Remuneração de capitais próprios					
Juros sobre capital próprio		68.000	74.000	68.000	74.000
Dividendos		245.130	240.934	245.130	240.934
		313.130	314.934	313.130	314.934
Outros					
Realização do custo atribuído do ativo imobilizado		(66.739)	(59.023)	(66.739)	(59.023)
		(66.739)	(59.023)	(66.739)	(59.023)
Valor adicionado distribuído		823.607	852.050	831.132	860.512

As notas explicativas da Administração são parte integrante das demonstrações financeiras.

**NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2019 E DE 2018**
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

1. INFORMAÇÕES GERAIS

1.1. Contexto operacional

A Rio Paranapanema Energia S.A. ("Companhia") é uma sociedade anônima de capital aberto, concessionária de uso de bem público, na condição de produtora independente, com sede em São Paulo, tem como atividades principais a geração e a comercialização de energia elétrica, as quais são concedidas, regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME).

A capacidade instalada da Companhia é de 2.265,3 MW, composta pelo seguinte parque gerador em operação no Estado de São Paulo: Usina Hidrelétrica (UHE) Capivara, UHE Chavantes, UHE Jurumirim, UHE Salto Grande, UHE Taquaruçu, UHE Rosana e 49,7% do Complexo Canoas, formado pelas UHEs Canoas I e II.

Conforme mencionado na nota explicativa nº 9, a Companhia detém 99,99% de participação societária na empresa Rio Sapucaí-Mirim Energia Ltda. ("Controlada" ou "Sapucaí Mirim").

A capacidade instalada dessa Controlada é de 32,5 MW, composta pelas Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) Retiro e Palmeiras, localizadas no Rio Sapucaí, nos Municípios de Guará e São Joaquim da Barra, ambas no Estado de São Paulo.

Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia apresentou um capital circulante líquido negativo no montante de R\$ 445.270 na Controladora e R\$ 430.631 no Consolidado, principalmente em virtude de:

- i. Transferência para o passivo circulante do saldo da 5ª emissão de debêntures, com liquidação prevista para maio de 2020;
- ii. Provisionamento de dividendos e o registro de juros sobre o capital próprio a pagar;

A Administração analisou toda informação disponível de seus fluxos de caixa projetados e concluiu que contará com recursos suficientes decorrente da geração de caixa resultante de suas atividades operacionais, que inclusive considera o desembolso de caixa caso a liminar do GSF - *Generation Scaling Factor* (Fator de Ajuste da Garantia Física) necessite ser liquidada (no valor de R\$ 953.167 na Controladora e R\$ 972.502 no Consolidado).

1.2. Liminar sobre o fator de ajuste de energia - *Generation Scaling Factor* – Fator de Ajuste da Garantia Física – (GSF)

A severa crise hidrológica ocorrida no início desta década causou a redução dos níveis dos reservatórios das hidrelétricas e elevou o despacho das usinas termoeletricas ao máximo. Em consequência disso, o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) atingiu seu teto nos anos de 2014, 2015, 2017 e 2018, elevando a exposição das geradoras de energia no Mercado de Curto Prazo (MCP), em decorrência do GSF.

Em 2015, a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (Apine) ajuizou ação para expurgar do cálculo do GSF todos os riscos não hidrológicos no que tange: despacho fora da ordem de mérito, importação de energia e redução da carga das distribuidoras. A liminar concedida limitou a exposição da Companhia e de outros geradores ao GSF em 100%, sendo parcialmente revogada em outubro de 2018 - decisão que manteve em suspenso o pagamento dos valores de GSF retidos no período de julho de 2015 a fevereiro de 2018, mas que retirou a proteção de suspensão de pagamentos de GSF a partir de fevereiro de 2018.

Em paralelo, aguarda-se a votação na Câmara dos Deputados do Projeto de Lei (PL) 3.975/2019 (antigo 10.985/2018), projeto que contém proposta de solução para o débito do GSF nos moldes da Lei nº 13.203/2015, que apresentou as diretrizes para uma proposta de repactuação do risco hidrológico do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), tanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL) como no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), estabelecendo um novo dispositivo legal para repactuar o risco hidrológico dos participantes do MRE por tempo determinado.

Ressalta-se que o PL 3.975/2019, uma vez aprovado, abrangerá as companhias que optaram pela repactuação bem como aquelas que não repactuaram ao risco hidrológico proposto na Lei nº 13.203/2015. O referido PL discorre sobre a compensação aos titulares de usinas hidroelétricas participantes do MRE pela parte não correspondente ao risco hidrológico, decorrentes de (i) restrições ao escoamento de energia em função do atraso na entrada em operação de instalações de transmissão; (ii) da diferença entre a garantia física outorgada na fase de motorização e os valores da agregação efetiva de cada unidade geradora motorizada ao SIN; e (iii) a existência de restrições operativas, verificadas na operação real, associadas às características técnicas dos empreendimentos estruturantes.

Como contrapartida à proposta contida no PL 3.975/2019, os agentes terão de abrir mão da disputa judicial cujo objeto seja a isenção ou a mitigação de riscos hidrológicos relacionados ao MRE e renunciado a qualquer alegação de direito sobre o qual se funda a referida ação.

Subsequentemente à aprovação deste Projeto de Lei, será aberto prazo para regulamentação da operacionalização da Aneel, cálculo da extensão do prazo final do contrato de concessão e adesão dos agentes.

1.3. Liminar de prioridade na liquidação da CCEE

Em 04 de novembro de 2015, a Associação Brasileira de Agentes Comercializadores de Energia Elétrica (Abraceel) impetrou mandado de segurança em face da Aneel e da CCEE, visando desonerar suas associadas da imputação de ônus provenientes de quaisquer decisões e ações judiciais de que não façam parte.

No dia 06 de novembro de 2015, foi proferida liminar em favor dos associados da Abraceel, dentre os quais a Companhia. Durante a vigência da liminar, os créditos apurados em liquidação no MCP na CCEE (depois de expurgados os efeitos dos agentes que possuíam liminar que tratava do Fator GSF e de proteção de terceiros) eram pagos aos agentes abrangidos pelos efeitos da liminar obtida pela Abraceel.

Em 04 de setembro de 2017, foi suspensa a liminar deferida em favor da Abraceel para desonerar os créditos e débitos de seus associados dos efeitos de liminares proferidas em processos de terceiros. Várias estratégias judiciais foram utilizadas para restabelecer os efeitos anteriores, todas sem sucesso até o presente momento.

Em função desta liminar, durante sua vigência, a Companhia teve prioridade em sua liquidação financeira. A respeito do valor recebido nesse período, o entendimento é que parte dele seria resultado de liminar e foi constituído um passivo desses valores (vide nota explicativa nº 12).

1.4. Revisão das garantias físicas das usinas hidrelétricas

Em 4 de maio de 2017 foi publicada a Portaria nº 178/2017 que definiu os novos valores de garantia física de energia das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente, válidos a partir de 1º de janeiro de 2018. Desta forma, a partir desta data, houve uma redução de aproximadamente 5% da garantia física da Rio Paranapanema Energia em relação à garantia física vigente em dezembro de 2017.

Em 2 de fevereiro de 2018, a Companhia ajuizou duas ações perante a Justiça Federal do Distrito Federal em face da União Federal, com pedido de liminar para suspender a aplicação da Portaria

nº 178/2017 e para questionar os parâmetros de garantia física. Em ambas as ações, as liminares não foram concedidas em primeira instância.

Em 6 de abril de 2018, a Companhia obteve a liminar para afastar a aplicabilidade da Portaria nº 178/2017 em relação às UHEs Chavantes, Capivara, Taquaruçu e Rosana e no dia 25 de abril de 2018, a Companhia obteve a liminar suspendendo os efeitos da Portaria MME nº 178/2017 em relação às UHEs Canoas I e II na parcela que ultrapassa o percentual de 10% (dez por cento) de redução de garantia física sobre o valor base estabelecido para o ano de 2000 no Primeiro Termo Aditivo ao contrato de Concessão nº 183/1998. Porém, em 10 de abril de 2019, foi publicada sentença que anula os pedidos referentes à liminar obtida para as usinas Canoas I e Canoas II.

Em 30 de setembro de 2019 foi publicada sentença de primeiro grau julgando improcedente o pedido da inicial, da qual se apelou, obtendo-se, em 18 de dezembro de 2019, deferimento do pedido cautelar de antecipação de tutela recursal para suspender os efeitos da Portaria MME nº 178/2017 no ponto em que reduziu o valor das garantias físicas das Usinas Hidrelétricas de Capivara, Chavantes, Taquaruçu e Rosana.

Em 24 de junho de 2019, com a publicação do Despacho Aneel nº 1.733, houve o incremento de 1,9 MWm da garantia física da UHE Capivara, devido à homologação dos novos parâmetros de potência instalada e rendimento nominal da turbina da Unidade Geradora nº 2, resultado da conclusão do processo de repotenciação desta unidade. Como resultado da revisão extraordinária, a nova garantia física total da UHE Capivara passou a ser de 329,1 MWm (anteriormente 327,2 MWm), conforme estabelecido na Portaria nº 178/2017.

No mês de setembro de 2019 foram abertas duas Consultas Públicas do MME – nº 82, com prazo de contribuições entre 05 a 20 de setembro – que lançou minuta de Portaria com o objetivo de propor novos Valores de Referência de Indisponibilidade Forçada (TEIF) e Indisponibilidade Programada (IP) de Usinas Hidrelétricas e a Consulta Pública nº 85, com o objetivo de obter contribuições dos agentes do setor elétrico acerca da proposta de medidas de curto prazo, bem como cronograma de execução, voltadas à realização da revisão das garantias físicas de energia de usinas despachadas centralizadamente. A CTG trabalhou para o envio de contribuições técnicas, em conjunto com associações de classe e individualmente, no âmbito desta Consulta.

O quadro da nota explicativa 2.12.1.1 demonstra a atual posição das garantias físicas.

1.5. Marco legal do setor elétrico

Em 2017 o Ministério de Minas e Energia (MME) lançou as Consultas Públicas nº 032, nº 033, que visam à reorganização do setor elétrico brasileiro colocando em discussão as propostas para temas como abertura do mercado livre, separação de lastro e energia, administração da sobre contratação involuntária, racionalização de subsídios, descotização e privatização de concessionárias de geração. Posteriormente, também lançou a CP MME nº 042, que trata de questões relativas à implantação do Preço Horário no Mercado de Curto Prazo, através de proposta de implementação do PLD com granularidade temporal horária.

A Companhia enquanto estuda e acompanha a evolução dessas medidas entende, em princípio, que as mesmas representam uma medida positiva de diálogo do Governo com as diversas áreas do setor no sentido de buscar as melhores propostas para o setor elétrico brasileiro.

A implantação do preço horário, até então previsto para ser implantado a partir de janeiro/2020, foi adiado pela Portaria MME nº 300 de 31 de julho de 2019, para implantação em duas fases. A primeira delas será a partir de janeiro de 2020, quando o Operador Nacional do Sistema Elétrico vai adotar o Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo (Dessem) na programação de operação; e a segunda em janeiro de 2021, quando a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica vai adotar o Dessem no cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), na contabilização e na liquidação do Mercado de Curto Prazo.

Em 07 de outubro foi publicada a Resolução Normativa Aneel nº 858/2019 com aprovação de metodologia de definição dos limites mínimo e máximo do PLD. Com a nova regra, a partir de 1º de janeiro de 2020, o PLD mínimo passa a ser o maior valor entre a Tarifa de Otimização (TEO) e o custo de produção da UHE Itaipu (TEO Itaipu). Adicionalmente, para ao PLD máximo, foram aprovados dois limites: o PLD máximo estrutural – com início de vigência a partir de janeiro de 2020 e o PLD máximo horário, com vigência a partir de janeiro de 2021.

1.6. Recálculo e Ressarcimento da Geração Fora da Ordem de Mérito (GFOM)

A Aneel publicou o Despacho 1.635/2019 que aprovou as modificações nas expressões algébricas relativas às Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão de 2017, 2018 e 2019, para corrigir a apuração de indisponibilidades de usinas termelétricas na ordem de mérito para efeitos do cálculo montante de energia elegível ao deslocamento de geração hidrelétrica, nos termos da Resolução Normativa nº 764, de 18 de abril de 2017.

A mudança no cálculo para apuração das indisponibilidades das usinas termelétricas acarretou um ganho financeiro para a Rio Paranapanema na ordem de R\$ 10,7 milhões de reais, considerando o período desde abril de 2017 (data da Resolução Normativa Aneel nº 764 que instituiu o ressarcimento de GFOM) até janeiro/2020. Esses valores foram ressarcidos à Companhia via mecanismo de recontabilização da CCEE e contabilizados no resultado de 2019.

1.7. Autorização para emissão das demonstrações financeiras

A emissão dessas demonstrações financeiras foi autorizada pelo Conselho de Administração da Companhia em 19 de fevereiro de 2020.

2. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

As principais políticas contábeis aplicadas na preparação destas demonstrações financeiras estão definidas abaixo. Essas políticas foram aplicadas de modo consistente em todos os exercícios apresentados, salvo disposição em contrário.

2.1. Base de preparação

Demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas nas demonstrações financeiras supracitada, e correspondem às utilizadas pela Administração na gestão da Companhia.

As demonstrações financeiras foram preparadas e estão sendo apresentadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os pronunciamentos, orientações e interpretações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro, o *International Financial Reporting Standards* (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) e, quando aplicável, as regulamentações emitidas pela Aneel, quando esta não estiver em desacordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais.

As demonstrações financeiras foram preparadas considerando o custo histórico como base de valor e ajustadas para refletir o "custo atribuído" de barragens, edificações, máquinas, móveis e veículos na data de convergência para IFRS, e determinados ativos financeiros compreendendo ativos e passivos financeiros mensurados ao valor justo contra o resultado.

A preparação de demonstrações financeiras requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e o exercício de julgamento por parte da Administração da Companhia e de sua Controlada no processo

de aplicação das suas políticas contábeis. Aquelas áreas que requerem maior nível de julgamento e possuem maior complexidade, bem como as áreas nas quais premissas e estimativas são significativas para as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, estão divulgadas na nota explicativa nº 3.

2.2. Moeda funcional e moeda de apresentação

As demonstrações financeiras, individuais e consolidadas, estão apresentadas em reais, moeda funcional utilizada pela Companhia.

2.3. Consolidação

Demonstrações financeiras consolidadas

As demonstrações financeiras consolidadas são preparadas consolidando as demonstrações da Companhia com sua empresa controlada.

2.3.1. Controlada

Controlada é uma entidade na qual a Controladora tem o poder de determinar as políticas financeiras e operacionais, acompanhada de uma participação maior que a metade dos direitos a voto (capital votante). A Controlada é consolidada a partir da data em que o controle é transferido para a Controladora. A consolidação é interrompida a partir da data em que o controle termina.

Transações entre companhias, saldos e ganhos não realizados em transações entre empresas são eliminados. Os prejuízos não realizados também são eliminados a menos que a operação forneça evidências de uma perda (*impairment*) do ativo transferido. As políticas contábeis da Controlada são alteradas quando necessário para assegurar a consistência com as adotadas pela Companhia.

A posição da controlada em 31 de dezembro de 2019 está descrita na nota explicativa nº9.

2.4. Caixa e equivalentes de caixa

Caixa e equivalentes de caixa incluem o caixa, os depósitos bancários, investimentos de curto prazo de alta liquidez, com vencimentos originais de até três meses e com risco insignificante de mudança de valores liquidados em curto espaço de tempo.

2.5. Instrumentos financeiros

2.5.1. Ativos financeiros

2.5.1.1. Classificação

A Companhia e sua Controlada classificam seus ativos financeiros nas seguintes categorias:

- i. mensurados ao valor justo através do resultado;
- ii. mensurados ao custo amortizado.

A Administração determina a classificação de seu ativo financeiro no reconhecimento inicial, dependendo do modelo de negócio e da finalidade para a qual o ativo financeiro foi adquirido. Nestas demonstrações financeiras, a Companhia e sua Controlada classificam seus instrumentos financeiros na seguinte categoria:

- i. Mensurado ao custo amortizado

Mensurado ao custo amortizado são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis, que não são cotados em um mercado ativo. São incluídos como ativo circulante, exceto

aqueles com prazo de vencimento superior a 12 meses após a data de emissão do balanço (estes são classificados como ativos não circulantes) e são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, deduzidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.

As receitas com juros provenientes desses ativos financeiros são registradas em receitas financeiras usando o método da taxa efetiva de juros. Quaisquer ganhos ou perdas devido à baixa do ativo são reconhecidos diretamente no resultado e apresentados em outros ganhos/ (perdas). As perdas por *impairment* são apresentadas em uma conta separada na demonstração do resultado.

Para maiores detalhes dos ativos financeiros da Companhia e Controlada e suas classificações (vide nota explicativa nº 26).

A Companhia e sua Controlada não operam com derivativos e também não aplicam a metodologia denominada contabilidade de operações de *hedge* (*hedge accounting*).

2.5.1.2. Reconhecimento e mensuração

As compras e as vendas regulares de ativos financeiros são reconhecidas na data de negociação – data na qual a Companhia e sua Controlada se comprometem a comprar ou vender o ativo. Os valores são, inicialmente, reconhecidos pelo valor justo, acrescidos dos custos da transação para todos os ativos financeiros não classificados como ao valor justo por meio do resultado.

Os ativos financeiros são baixados quando os direitos de receber fluxos de caixa dos investimentos tenham vencido ou tenham sido transferidos; neste último caso, desde que a Companhia e sua Controlada tenham transferido, significativamente, todos os riscos e os benefícios da propriedade.

Os ganhos ou as perdas decorrentes de variações no valor justo de ativos financeiros mensurados ao valor justo através do resultado são apresentados na demonstração do resultado em "outros ganhos (perdas), líquidos" no período em que ocorrem.

2.5.1.3. Compensação de instrumentos financeiros

Ativos e passivos financeiros são compensados e o valor líquido é apresentado no balanço patrimonial, quando há um direito legalmente aplicável de compensar os valores reconhecidos e há uma intenção de liquidá-lo, em uma base líquida, ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

2.5.1.4. Impairment de ativos financeiros

Ativos negociados ao custo amortizado

A partir de 1º de janeiro de 2018, a Companhia e sua controlada passou a avaliar, em base prospectiva, as perdas esperadas de crédito associadas aos títulos de dívida registrados ao custo amortizado. A metodologia de *impairment* aplicada depende de ter havido ou não um aumento significativo no risco de crédito.

A Companhia e sua Controlada avaliam no fim de cada exercício se há evidência objetiva de que o ativo financeiro ou o grupo de ativos financeiros está deteriorado. Um ativo ou grupo de ativos financeiros está deteriorado e os prejuízos de *impairment* são contabilizados somente se há evidência objetiva de *impairment* como resultado de um ou mais eventos ocorridos após o reconhecimento inicial dos ativos ("evento de perda") e aquele evento (ou eventos) de perda tem um impacto nos fluxos de caixa futuros estimados do ativo financeiro ou grupo de ativos financeiros que pode ser estimado de maneira confiável.

Os critérios que a Companhia e sua Controlada utilizam para determinar se há evidência objetiva de uma perda por *impairment* incluem:

- i. Dificuldade financeira relevante do emitente ou tomador;
- ii. Quebra de contrato, como inadimplência ou mora no pagamento dos juros ou principal;
- iii. A Companhia, por razões econômicas ou jurídicas relativas à dificuldade financeira do tomador de empréstimo, garante ao tomador uma concessão que o credor não consideraria;
- iv. Torna-se provável que o tomador declare falência ou outra reorganização financeira;
- v. O desaparecimento de um mercado ativo para aquele ativo financeiro devido às dificuldades financeiras; ou
- vi. Dados observáveis indicando que há uma redução mensurável nos fluxos de caixa futuros estimados a partir de uma carteira de ativos financeiros desde o reconhecimento inicial daqueles ativos, embora a diminuição não possa ainda ser identificada com os ativos financeiros individuais na carteira, incluindo:
 - Mudanças adversas na situação do pagamento dos tomadores de empréstimo na carteira;
 - Condições econômicas nacionais ou locais que se correlacionam com as inadimplências sobre os ativos na carteira.

O montante da perda por *impairment* é mensurado como a diferença entre o valor contábil dos ativos e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados (excluindo os prejuízos de crédito futuro que não foram incorridos) descontados à taxa de juros em vigor original dos ativos financeiros. O valor contábil do ativo é reduzido e o valor do prejuízo é reconhecido na demonstração do resultado. Se um empréstimo ou investimento tiver uma taxa de juros variável, a taxa de desconto para medir uma perda por *impairment* é a atual taxa de juros efetiva determinada de acordo com o contrato. Como um expediente prático, a Companhia e sua Controlada podem mensurar o *impairment* com base no valor justo de um instrumento utilizando um preço de mercado observável.

Se, num exercício subsequente, o valor da perda por *impairment* diminuir e a diminuição puder ser relacionada objetivamente com um evento que ocorreu após o *impairment* ser reconhecido (como uma melhoria na classificação de crédito do devedor), a perda anteriormente reconhecida é revertida por meio de resultado, desde que o valor contábil do investimento na data dessa reversão não exceda o eventual custo amortizado se o *impairment* não tivesse sido reconhecido.

O teste de *impairment* das contas a receber de clientes está descrito na nota explicativa nº 2.8.

2.6. Passivos financeiros

2.6.1. Classificação

Os passivos financeiros são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, esse método é utilizado para calcular e alocar sua despesa de juros pelo respectivo período. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os fluxos de caixa futuros estimados ao longo da vida estimada do passivo financeiro ou, quando apropriado, por um período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil líquido.

Para maiores detalhes dos passivos financeiros da Companhia e Controlada e suas classificações (vide nota explicativa nº 28).

2.7. Contas a receber de clientes

As contas a receber de clientes correspondem aos valores a receber de clientes no decurso normal das atividades da Companhia e sua Controlada. Se o prazo de recebimento é equivalente a um ano ou menos as contas a receber são classificadas no ativo circulante. Caso contrário, estão apresentadas no ativo não circulante. Incluem os valores relativos ao suprimento de energia elétrica faturada e não

faturada, inclusive a comercialização de energia elétrica efetuada no âmbito da CCEE.

As contas a receber de clientes são, inicialmente, reconhecidas pelo valor justo e, subsequentemente, mensuradas pelo custo amortizado com o uso do método da taxa de juros efetiva menos a provisão para crédito de liquidação duvidosa. Na prática, dado o prazo de cobrança, são normalmente reconhecidas ao valor faturado, ajustado pela provisão para *impairment*, se necessária.

2.8. Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa - *Impairment*

Constituída com base na estimativa das possíveis perdas que possam ocorrer na cobrança destes créditos, de acordo com CPC 48 - Instrumentos Financeiros.

As perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa são estabelecidas quando existe uma evidência objetiva de que a Companhia e sua Controlada não serão capazes de cobrar todos os valores devidos de acordo com os prazos originais das contas a receber.

A Administração da Companhia não registra PECLD para eventos referentes ao MRE e MCP, pois entende que não há risco de não recebimento.

2.9. Estoques

Os materiais e equipamentos em estoque, classificados na rubrica ("outros ativos") no ativo circulante (almoxarifado de manutenção e administrativo) estão registrados ao custo de aquisição e não excedem os seus custos de reposição ou valores de realização, deduzidos de provisões para perdas, quando aplicável.

2.10. Despesas pagas antecipadamente

Os valores registrados no ativo representam as despesas pagas antecipadamente de seguros, para apropriação conforme o regime de competência, isto é, amortizadas linearmente pelo prazo de vigência da apólice, bem como gastos incorridos com o sistema de banco de dados de cadastramento das propriedades nas bordas dos reservatórios, amortizados linearmente pelo prazo da concessão.

2.11. Serviços em curso

Os valores registrados nessa rubrica referem-se aos recursos aplicados em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), em consonância com a Resolução Normativa nº 605/2014 da Aneel. Quando concluído, os projetos são baixados em contrapartida da conta do circulante no passivo, relacionada à provisão de P&D e submetidos à aprovação da Superintendência da Aneel.

2.12. Imobilizado

Os itens que compõem o ativo imobilizado são apresentados pelo custo histórico ou atribuído, deduzidos das respectivas depreciações. Com exceção dos terrenos, todos os bens, ou conjuntos de bens que apresentavam valores contábeis substancialmente diferentes dos valores justos na data da adoção das novas práticas contábeis tiveram o valor justo como custo atribuído na data de transição em 1º de janeiro de 2009. O custo histórico inclui os gastos diretamente atribuíveis à aquisição dos itens e de ativos qualificadores.

Os terrenos foram mantidos a custo histórico devido a Companhia e sua Controlada entenderem que são os valores aceitos pelo órgão regulador para fins de indenização ao final da concessão / autorização.

Os custos subsequentes aos valores históricos são incluídos no valor contábil do ativo ou reconhecidos como um ativo separado, conforme apropriado, somente quando for provável que fluam benefícios econômicos futuros associados ao item e que o custo do item possa ser mensurado com segurança. O

valor contábil de itens ou peças substituídas é baixado. Todos os outros reparos e manutenções são lançados em contrapartida ao resultado do exercício, quando incorridos.

Os terrenos não são depreciados. A depreciação de outros ativos é calculada usando o método linear para alocar seus custos aos seus valores residuais durante a vida útil-econômica remanescente, como segue:

	Controladora	Controlada
Reservatórios, barragens e adutoras	12	42
Edificações, obras civis e benfeitorias	13	39
Máquinas e equipamentos	14	26
Veículos	3	8
Móveis e utensílios	11	12

A Administração da Companhia e sua Controlada entendem, suportada por seus assessores legais, que não houve, até o momento, alteração nas condições de indenização dos ativos a serem revertidos ao final da concessão / autorização e que possui o direito à indenização do valor residual de todos os bens vinculados e reversíveis, inclusive dos terrenos, considerando os fatos e circunstâncias disponíveis atualmente. Caso haja legislação nova que venha a alterar as condições atuais, a Companhia e sua Controlada avaliarão os efeitos correspondentes, em suas demonstrações financeiras.

Os valores de depreciação e valores residuais dos ativos são revistos e ajustados, se apropriado, ao final de cada exercício.

Os ganhos e as perdas de alienações são determinados pela comparação dos resultados das alienações com o valor contábil residual e são reconhecidos na demonstração do resultado do exercício em "Outras despesas operacionais".

2.12.1. Contratos de concessão

Em 22 de setembro de 1999, a Companhia e a Aneel assinaram o contrato de Concessão de Geração nº 76/1999, que regula as concessões de UBP para geração de energia elétrica das usinas Jurumirim, Chavantes, Salto Grande, Capivara, Taquaruçu e Rosana, outorgadas pelo Decreto s/nº de 20 de setembro de 1999, sendo que em 5 de agosto de 2011 foi firmado o Primeiro Termo Aditivo. O contrato concede à Companhia o direito de produção e comercialização de energia elétrica na condição de produtor independente, deixando, a partir daquela data, de recolher a Reserva Global de Reversão (RGR) (exceto recursos retidos originalmente pela CESP e parcialmente transferidos à Companhia em decorrência do processo de cisão daquela empresa), para contribuir com uma taxa de UBP, por um período de 5 anos. O prazo de duração da concessão e do contrato é de 30 anos a partir da data de assinatura do mesmo, podendo ser prorrogado por até 20 anos a critério do Poder Concedente.

Em 30 de julho de 1998 foi assinado o Contrato de Concessão nº 183/1998 e em 18 de agosto de 2000 foi firmado o Primeiro Termo Aditivo a este contrato, que regulam as concessões para geração de energia elétrica das usinas Canoas I e Canoas II, tendo como partes a Aneel e as empresas do Consórcio Canoas, formado pela Companhia, como produtora independente de energia elétrica, e a Companhia Brasileira de Alumínio (CBA) na condição de autoprodutor; tal contrato prevê que 53,8 MWm são disponibilizados à CBA. Eventuais sobras de energia não utilizadas pela CBA devem ser absorvidas, sem ônus, pela Companhia. Reciprocamente, em regime normal de operação, quando a geração for inferior ao estabelecido contratualmente, a diferença será complementada, sem ônus, pela Companhia. O contrato de concessão tem prazo de vigência de 35 anos a partir da data de assinatura do mesmo, podendo ser prorrogado por até 20 anos a critério do Poder Concedente.

								Controladora
Contrato de concessão Aneel	Usina	Tipo	UF	Rio	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médio)	Início da concessão	Vencimento concessão
76/1999	Jurumirim	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	101,0	44,7	22/09/1999	21/09/2029
76/1999	Chavantes	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	414,0	169,1	22/09/1999	21/09/2029
76/1999	Salto Grande	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	73,8	52,3	22/09/1999	21/09/2029
76/1999	Capivara	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	643,0	329,1	22/09/1999	21/09/2029
76/1999	Taquaruçu	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	525,0	195,6	22/09/1999	21/09/2029
76/1999	Rosana	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	354,0	173,9	22/09/1999	21/09/2029
183/1998	Canoas I	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	82,5	54,2	30/07/1998	29/07/2033
183/1998	Canoas II	UHE - Hidrelétrica	SP	Paranapanema	72,0	45,6	30/07/1998	29/07/2033
					2.265,3	1.064,5		

2.12.2. Garantia Física

No período de 2015 a 2019, houve um acréscimo total de 33,0 MWm na garantia física da Companhia, considerando-se as repotenciações, modernizações e correções de parâmetros técnicos ocorridas neste período, conforme tabela abaixo:

Histórico de Revisão Extraordinária de Garantia Física das Usinas da Rio Paranapanema Energia S.A - Período 2015-2019 (Portaria MME nº 406/2017)			
Regulamento	Data da publicação	Acréscimo de Garantia Física (MWm)	Observação
Portaria MME 156/2015	14/05/2015	19,2	Repotenciação da UG-3 da UHE Capivara (7,5 MWm) Correção de parâmetros técnicos da UHE Taquaruçu (5,0 MWm) Correção de parâmetros técnicos da UHE Rosana (6,7 MWm)
Despacho Aneel 2.436/2015	29/07/2015	4,1	Modernização da UG-01 da UHE Chavantes
Despacho Aneel 848/2016	07/04/2016	1,1	Modernização da UG-03 da UHE Chavantes
Despacho Aneel 3.266/2016	16/12/2016	0,5	Modernização da UG-02 da UHE Chavantes
Despacho Aneel 1.943/2017	02/08/2017	3,3	Repotenciação da UG-04 da UHE Capivara
Despacho Aneel 1.434/2018	05/07/2018	2,9	Repotenciação da UG-01 da UHE Capivara
Despacho Aneel 1.733/2019	24/06/2019	1,9	Repotenciação da UG-02 da UHE Capivara
Acréscimo total de garantia física da Companhia		33,0	

Em 24 de junho de 2019, com a publicação do Despacho Aneel nº 1.733, houve o incremento de 1,9 MWm da garantia física da UHE Capivara, devido à homologação dos novos parâmetros de potência instalada e rendimento nominal da turbina da Unidade Geradora nº 2, resultado da conclusão do processo de repotenciação desta unidade. Como resultado da revisão extraordinária, a nova garantia física total da UHE Capivara passou a ser de 329,1 MWm (anteriormente 327,2 MWm), conforme estabelecido na Portaria nº 178/2017.

2.12.3. Resoluções autorizativas

Controlada

A Aneel autorizou a exploração do potencial hidrelétrico das Pequenas Centrais Hidrelétricas Retiro e Palmeiras respectivamente, através das Resoluções nº 549 de 08 de outubro de 2002 e nº 706 de 17 de dezembro de 2002, em nome da Sociedade de Energia Bandeirantes – SEBAND – Ltda. (Seband).

Em fevereiro de 2007, a Rio Paranapanema Participações S.A. e a Seband assinaram Contrato de Cessão e Transferência de Quotas e Outras Avenças, objetivando a transferência dos bens e direitos relativos à exploração do aproveitamento hidrelétrico das PCH Retiro e PCH Palmeiras para a Rio Sapucaí-Mirim Energia Ltda., concomitantemente à transferência integral das quotas da Controlada para a Rio Paranapanema Participações S.A.

Através da Resolução nº 944 de 05 de junho de 2007, a Aneel autorizou a transferência das autorizações para implantar e explorar as PCH Retiro e PCH Palmeiras da Seband para a Rio Sapucaí-Mirim Energia Ltda.

Em 2015, Rio Paranapanema Participações S.A. transferiu o controle societário da Sapucaí-Mirim para a Companhia por meio de constituição de reserva de capital.

Resolução de autorização Aneel	Usina	Tipo	UF	Rio	Capacidade instalada (MW)	Garantia física (MW médio)	Controlada	
							Início da autorização	Vencimento autorização
549/2002	Retiro	PCH - Hidrelétrica	SP	Sapucaí	16,0	8,1	10/10/2002	09/10/2032
706/2002	Palmeiras	PCH - Hidrelétrica	SP	Sapucaí	16,5	8,1	18/12/2002	17/12/2032
					32,5	16,2		

2.13. Ativos intangíveis

2.13.1. Software

As licenças de *software* adquiridas são capitalizadas com base nos custos incorridos ligados diretamente ao funcionamento do *software*. Esses custos são amortizados durante sua vida útil estimável de cinco anos. Os gastos relativos à manutenção de *software* são reconhecidos como despesa, conforme incorridos. Os custos de desenvolvimento que são diretamente atribuíveis ao projeto e aos testes de produtos de *software* identificáveis e exclusivos, controlados pela Companhia e sua Controlada, são reconhecidos como ativos intangíveis.

2.13.2. Utilização de bem público (UBP)

Pela exploração da geração de energia elétrica outorgada através dos contratos de concessões, a Companhia pagou, ao longo de cinco anos, contados a partir das assinaturas dos contratos, valores anuais, em parcelas mensais referentes à UBP. Tais desembolsos, a valores históricos, foram reconhecidos no grupo de intangíveis, e são amortizados ao longo do período de concessão.

2.14. Impairment de ativos não financeiros

Os ativos sujeitos à depreciação ou amortização são revisados para a verificação de *impairment* sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indicarem que o valor contábil pode não ser recuperável. Uma perda por *impairment* é reconhecida pelo valor ao qual o valor contábil do ativo excede seu valor recuperável. Este último é o valor mais alto entre o valor justo de um ativo menos os custos de venda e o valor em uso. Para fins de avaliação do *impairment*, os ativos são agrupados nos níveis mais baixos para os quais existem fluxos de caixa identificáveis separadamente Unidade Geradora de Caixa (UGC). Os ativos não financeiros que tenham sofrido *impairment* são revisados para a análise de uma possível reversão do *impairment* na data de apresentação do relatório.

Os detalhes das análises de *impairment* da Companhia e sua Controlada estão evidenciados na nota explicativa nº 10.8.

2.15. Fornecedores e outras contas a pagar

Fornecedores e outras contas a pagar são obrigações a pagar por bens, energia elétrica, encargos de uso da rede, materiais e serviços que foram adquiridos de fornecedores no curso normal dos negócios, sendo classificados como passivos circulantes se o pagamento for devido no período de até um ano (ou no ciclo operacional normal dos negócios, ainda que mais longo), caso contrário, fornecedores e outras contas a pagar são apresentados como passivo não circulante.

Eles são, inicialmente, reconhecidos pelo valor justo e, subsequentemente, mensurados pelo custo amortizado com o uso do método de taxa de juros efetiva. Na prática, considerando o prazo de pagamento, são normalmente reconhecidos ao valor da fatura correspondente.

2.16. Debêntures e empréstimos

As debêntures e os empréstimos são reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo, líquido dos custos incorridos na transação e são, subsequentemente, demonstrados pelo custo amortizado. Qualquer diferença entre os valores captados (líquidos dos custos da transação) e o valor de liquidação é

reconhecida na demonstração do resultado durante o período em que os mesmos estejam em aberto, utilizando o método da taxa efetiva de juros.

As taxas pagas no estabelecimento das debêntures são reconhecidas como custos da transação das debêntures, uma vez que seja provável que uma parte ou o total seja sacado. Nesse caso, a taxa é diferida até que o saque ocorra. Quando não houver evidências da probabilidade de saque de parte ou da totalidade, a taxa é capitalizada como um pagamento antecipado de serviços de liquidez e amortizada durante o período ao qual se relaciona.

As debêntures são classificadas como passivo circulante, a menos que a Companhia tenha um direito incondicional de diferir a liquidação do passivo por, pelo menos, 12 meses após a data do balanço.

2.17. Provisão para riscos

As provisões para recuperação ambiental, custos de reestruturação e ações judiciais (trabalhistas, cíveis e fiscais) são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente ou não formalizada (*constructive obligation*) como resultado de eventos passados, com provável saída de recursos para liquidar a obrigação e valor estimado com segurança. As provisões não são reconhecidas com relação às perdas operacionais futuras.

Quando houver uma série de obrigações similares, a probabilidade de a Companhia liquidá-las é determinada levando-se em consideração a classe de obrigações como um todo. Uma provisão deve ser reconhecida quando:

- i. a entidade tem uma obrigação presente (legal ou não formalizada) como resultado de evento passado;
- ii. seja provável que será necessária uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos para liquidar a obrigação; (iii) possa ser feita uma estimativa confiável do valor da obrigação.

As provisões são mensuradas pelo valor presente dos gastos que devem ser necessários para liquidar a obrigação, usando uma taxa antes dos efeitos tributários, a qual reflita as avaliações atuais de mercado do valor do dinheiro no tempo e dos riscos específicos da obrigação. O aumento da obrigação em decorrência da passagem do tempo é reconhecido como despesa financeira.

2.18. Imposto de renda e contribuição social correntes e diferidos

As despesas de imposto de renda e contribuição social do exercício compreendem os impostos correntes e diferidos. Os impostos diferidos são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto na proporção em que estiverem relacionados com itens reconhecidos diretamente no patrimônio líquido ou no resultado abrangente.

O imposto de renda e contribuição social correntes são calculados com base nas leis tributárias promulgadas, ou substancialmente promulgadas, na data do balanço. A Administração avalia, periodicamente, as posições tributárias assumidas pela Companhia e sua Controlada com relação às situações em que a regulamentação fiscal aplicável dá margem a interpretações. Estabelece provisões, quando apropriado, com base nos valores estimados de pagamento às autoridades fiscais.

O imposto de renda e contribuição social correntes são apresentados líquidos, por entidade contribuinte, no passivo quando houver montantes a pagar, ou no ativo quando os montantes antecipadamente pagos excedam o total devido na data do balanço.

O imposto de renda e contribuição social diferidos são reconhecidos usando-se o método do passivo sobre as diferenças temporárias decorrentes de diferenças entre as bases fiscais dos ativos e passivos e seus valores contábeis nas demonstrações financeiras.

Adicionalmente, são reconhecidos somente na proporção da probabilidade de que o lucro tributável

futuro esteja disponível e contra o qual as diferenças temporárias possam ser usadas.

Os impostos diferidos ativos e passivos são compensados quando há um direito exequível de legalmente compensar os ativos fiscais correntes contra os passivos fiscais.

A Controlada é optante pelo regime de tributação pelo lucro presumido, portanto, não constitui provisão para imposto de renda e contribuição social diferidos.

2.19. Benefícios a empregados

2.19.1. Obrigações de aposentadoria

A Companhia patrocina planos de pensão e aposentadoria a seus empregados. Esses planos foram constituídos de acordo com as características de benefício definido (vide nota explicativa nº 20) e contribuição definida. Os custos, contribuições e o passivo ou ativo atuarial do plano de benefício definido são determinados, anualmente, em 31 de dezembro, por atuários independentes, e apurados usando o método do crédito unitário projetado e registrados de acordo com a Deliberação CVM nº 695/2012 (CPC 33 (R1)).

Com relação aos planos de pensão de benefício definido, a Companhia reconhece passivo no balanço patrimonial se o valor presente da obrigação de benefício definido na data do balanço é maior que o valor justo dos ativos do plano.

O valor presente da obrigação de benefício definido é determinado mediante o desconto das saídas futuras estimadas de caixa, usando taxas de juros condizentes com os rendimentos de mercado, as quais são denominadas na moeda em que os benefícios serão pagos e que tenham prazos de vencimento próximos daqueles da respectiva obrigação do plano de pensão.

Os custos de serviços passados são imediatamente reconhecidos no resultado.

A Companhia reconheceu um passivo atuarial no seu balanço patrimonial com contrapartida em resultados abrangentes, em virtude de perdas apuradas no cálculo atuarial resultante da queda da taxa de desconto utilizada no cálculo dos ativos e passivos do plano de aposentadoria, sem efeito em resultado.

Os custos correntes do plano, incluindo os juros, menos os rendimentos esperados dos ativos, são reconhecidos no resultado mensalmente. Os ganhos e as perdas atuariais são reconhecidos imediatamente em outros resultados abrangentes, com efeito imediato no patrimônio líquido da Companhia.

2.19.2. Participação nos lucros

O Programa de Participações no Resultado (PPR) é um programa de engajamento com os resultados da empresa, regulamentado pela Lei 10.101/2000. É uma ferramenta de remuneração por desempenho, composto por regras de atingimento dos resultados com base em indicadores corporativos e individuais, cuja participação abrange todos os empregados ativos, sendo firmado mediante acordos coletivos para uma vigência anual.

A Companhia e sua Controlada reconhecem um passivo e uma despesa de PPR ao longo do exercício.

2.20. Capital social

Ações Ordinárias (ON) Preferenciais (PN) são classificadas como patrimônio líquido. As ações preferenciais não dão direito de voto, possuindo preferência na liquidação da sua parcela do capital social. As demais características das ações preferenciais estão descritas na nota explicativa nº 19.

2.21. Reconhecimento da receita

2.21.1. Receita de comercialização de energia

A receita compreende o valor justo da contraprestação recebida ou a receber pela comercialização de produtos e serviços no curso normal das atividades da Companhia e de sua Controlada. A receita de vendas é apresentada líquida dos impostos incidentes, das devoluções, dos abatimentos e dos descontos concedidos.

A Companhia e sua Controlada reconhecem a receita quando:

- o valor da receita pode ser mensurado com segurança;
- é provável que benefícios econômicos futuros fluirão para a Companhia.

O valor da receita não é considerado como mensurável com segurança até que todas as contingências relacionadas com a venda tenham sido resolvidas. A Companhia e sua Controlada baseiam suas estimativas em resultados históricos, levando em consideração as condições de seus clientes, o tipo de transação e as especificações de cada venda.

A Companhia e sua Controlada reconhecem as receitas de vendas de energia em contratos bilaterais, de leilões, MRE e MCP no mês de suprimento da energia de acordo com os valores constantes dos contratos e estimativas da Administração, ajustados posteriormente por ocasião da disponibilidade dessas informações.

2.21.2. Receita diferida

A Companhia e sua Controlada possuem contratos de curto e longo prazo de venda de energia contendo, cláusula de atualização monetária por índices de preços, além de previsão de redução do preço contratado na energia a ser fornecida no futuro. Em consonância com a Orientação do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (OCPC 05 - Orientação sobre Contratos de Concessão), para fins de linearização da receita ao longo do tempo, a Companhia e sua Controlada diferem a parcela da receita obtida entre o preço de venda e o preço médio de venda no decorrer do contrato.

A atual provisão dos ativos será realizada até 2025 para a Controladora e 2021 para a controlada.

2.21.3. Receita financeira

As receitas financeiras são reconhecidas conforme o prazo decorrido, usando o método da taxa de juros efetiva, registradas contabilmente em regime de competência e são representadas principalmente por rendimentos sobre aplicações financeiras, juros e descontos obtidos.

2.22. Distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio (JSCP)

A distribuição de dividendos para os acionistas da Companhia, com base no seu Estatuto Social, é reconhecida como um passivo em suas demonstrações financeiras ao final do exercício.

O Estatuto Social da Companhia prevê que o montante de JSCP, pode ser deduzido do total de dividendos a pagar. O montante calculado está em conformidade com a legislação vigente e o benefício fiscal gerado é reconhecido na demonstração do resultado.

2.23. Demonstrações de valor adicionado

A Companhia e sua Controlada elaboraram Demonstrações do Valor Adicionado (DVA) nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado.

A DVA é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como

consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações financeiras.

2.24. CPC 06/IFRS 16

Método de transição

A Companhia e sua Controlada aplicaram o método de transição retrospectivo, o qual não requer apresentação de informações comparativas. Portanto, as informações referentes a exercícios anteriores continuam sendo apresentadas de acordo com a norma anterior.

Os passivos foram mensurados ao valor presente dos pagamentos de arrendamentos remanescentes descontados por meio da taxa incremental.

Não foram considerados custos diretos iniciais para a mensuração do ativo de direito de uso na data de aplicação inicial para contratos em andamento, apenas para novos contratos.

O IFRS 16 estabelece princípios para o reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação para contratos de arrendamentos. A norma introduz para os arrendatários um modelo único de contabilização no balanço patrimonial, onde estes são requeridos a reconhecer um passivo de arrendamento refletindo futuros pagamentos e o direito de uso do ativo arrendado. A natureza da despesa relacionada a estes arrendamentos foi alterada, deixando de ser uma despesa linear de arrendamento operacional e passando a representar uma despesa de amortização do direito de uso e despesa de juros pela atualização do passivo de arrendamento.

Essa norma internacional altera as normas de arrendamento existentes, incluindo o CPC 06 (IAS 17) – “Operações de Arrendamento Mercantil” e o ICPC 03 (IFRIC 4, SIC 15 e SIC 27) – “Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil”.

Escopo da análise e identificação dos ativos

A Companhia analisou todos os contratos de arrendamento ativos na data de adoção inicial da norma, quando foram identificados arrendamentos de imóveis.

Conforme permitido pela norma, foram desconsiderados do escopo da análise:

- i. arrendamentos de curto prazo (inferiores a 12 meses);
- ii. contratos com valores inferiores a USD 5 mil (R\$ 20 mil).

Também como permitido pela norma, quando da identificação dos ativos de direito de uso dentro do escopo de contratos identificados, também foram desconsiderados:

- i. contratos com pagamentos variáveis;
- ii. contratos em que o ativo de arrendamento foi considerado como não identificável;
- iii. contratos em que a Companhia não tem direito de obter substancialmente todos os benefícios econômicos provenientes do uso do ativo; e
- iv. contratos em que a Companhia não tem o controle substancial sobre a definição do uso do ativo.

Prazo de arrendamento

A Companhia analisou para todos os contratos o prazo de arrendamento conforme a combinação de prazo não cancelável, prazo coberto pela opção de prorrogação, prazo coberto pela opção de rescisão e, principalmente, a intenção da Administração quanto ao prazo de permanência em cada contrato.

Taxa de desconto

A norma requer que seja identificada a taxa incremental para cada contrato de arrendamento. Essa taxa incremental deve refletir o custo de aquisição pela Companhia e por suas controladas de dívida com características similares a aquelas determinadas pelo contrato de arrendamento, no que tange a prazo, valor, garantia e ambiente econômico.

Para fins de adoção inicial, a Companhia e sua Controlada adotaram o saldo contratual de cada arrendamento em 01 de janeiro de 2019, para todos os contratos classificados de acordo com o IFRS 16, descontado a valor presente pela taxa de 10,81%.

Os efeitos referentes ao Direito de uso – IFRS 16, estão representados na nota explicativa 10.1 – Imobilizado e a movimentação e à obrigação estão representados na nota explicativa 12 – Movimentação do arrendamento.

3. ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS CONTÁBEIS CRÍTICOS

As estimativas e os julgamentos contábeis são continuamente avaliados e baseiam-se na experiência histórica e em outros fatores, incluindo expectativas de eventos futuros, consideradas razoáveis para as circunstâncias.

3.1. Estimativas e premissas contábeis críticas

Com base em premissas, a Companhia e sua Controlada elaboram estimativas com relação ao futuro. Por definição, as estimativas contábeis resultantes raramente serão iguais aos respectivos resultados reais. As estimativas e premissas que apresentam um risco significativo, com probabilidade de causar um ajuste relevante nos valores contábeis de ativos e passivos para o próximo exercício financeiro, estão contempladas abaixo:

3.1.1. Imposto de renda e contribuição social diferidos

O método de contabilização do ativo diferido do imposto de renda e contribuição social é determinado por diferenças temporárias entre o valor contábil dos ativos e passivos e seus respectivos valores fiscais. O montante do imposto de renda diferido ativo é revisado a cada data das demonstrações financeiras e reduzido pelo montante que não seja mais realizável através de lucros tributáveis futuros. Ativos e passivos fiscais diferidos são calculados usando as alíquotas fiscais aplicáveis ao lucro tributável nos anos em que essas diferenças temporárias deverão ser realizadas.

Os créditos, que tem por base diferenças temporárias, foram reconhecidos conforme a expectativa de sua realização.

3.1.2. Vida útil de ativos de longa duração

A Companhia aplicou o custo atribuído na adoção inicial do IFRS de acordo com o CPC 27 (Ativo imobilizado) em 1º de janeiro de 2009 e contratou consultoria especializada para elaboração da avaliação do ativo imobilizado. A Companhia registra sua depreciação de acordo com a vida útil determinada por esses avaliadores que leva em consideração:

- i. os valores residuais dos ativos (de indenização ao final da concessão ou da autorização admitidos pelos reguladores);

- ii. respeita a vida útil econômica estimada pelos reguladores que vem sendo aceita pelo mercado como adequada, a menos que exista evidência robusta de que outra vida útil é mais adequada.

A Companhia fez sua avaliação e concluiu que não existem indicativos para alteração nas estimativas e premissas e que não há evidências de perdas de recuperabilidade dos ativos. Adicionalmente como divulgado na Nota 2.13, a Administração avalia que possui direito a indenização do valor residual dos bens vinculados e reversíveis ao final do prazo de concessão.

3.1.3. Impairment

A Companhia e sua Controlada testam a recuperação de seus ativos quando há alguma indicação de que um ativo possa ter sofrido desvalorização, segregados por unidade geradora de caixa, utilizando o critério do fluxo de caixa descontado que dependem de diversas estimativas, que são influenciadas pelas condições de mercados vigentes no momento em que essa recuperabilidade é testada.

3.1.4. Provisões e passivos contingentes

As provisões para as perdas decorrentes de passivos contingentes classificados como prováveis são reconhecidas contabilmente, desde que:

- i. haja uma obrigação presente (legal ou não formalizada) como resultado de eventos passados;
- ii. é provável que seja necessária uma saída de recursos para liquidar a obrigação; e
- iii. o valor puder ser estimado com segurança.

As perdas classificadas como possíveis não são reconhecidas contabilmente, sendo divulgadas nas notas explicativas. As contingências cujas perdas são classificadas como remotas não são provisionadas nem divulgadas, exceto quando, em virtude da visibilidade do processo, a Companhia considera sua divulgação justificada.

A classificação das perdas entre prováveis, possíveis e remotas, baseia-se na avaliação da Administração, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos.

3.2. Novos pronunciamentos CPC

3.2.1 IFRIC 23/ICPC 22 - Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro

Desde o início de 2019 está em vigor o IFRIC 23/ICPC 22 – Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro, que dispõe os requisitos de reconhecimento e mensuração do CPC 32 – Tributos sobre o Lucro, quando há incerteza sobre a aceitação dos tratamentos de impostos sobre o lucro pela autoridade tributária.

A Companhia e sua Controlada avaliaram seus tratamentos de tributos sobre o lucro e informa que a adoção desta nova norma não resultou em impactos significativos em seus resultados do exercício.

4. GESTÃO DE RISCOS DO NEGÓCIO

4.1. Risco financeiro

As atividades da Companhia e sua Controlada as expõem a diversos riscos financeiros: risco de mercado, risco de crédito e risco de liquidez. A gestão de risco da Companhia e Controlada se concentram na imprevisibilidade dos mercados financeiros e busca minimizar potenciais efeitos adversos no desempenho financeiro da Companhia e da sua Controlada.

A gestão de risco é realizada pela Companhia e sua Controlada, seguindo as políticas aprovadas pelo Conselho de Administração que identifica, avalia e protege a Companhia e sua Controlada contra eventuais riscos financeiros.

4.1.1. Risco de mercado

4.1.1.1. Risco hidrológico

O risco hidrológico decorre dos impactos da hidrologia na operação das usinas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS).

Tais impactos incluem a flutuação do PLD, que aumenta em casos de hidrologia desfavorável e é utilizado para a valorização da exposição dos agentes do setor (sobras e déficits de energia).

Outro índice importante é o GSF, fator que pode reduzir ou aumentar a energia disponível para a venda de usinas hidráulicas a depender da situação hidrológica e do despacho realizado pelo ONS, afetando diretamente a exposição destas usinas ao PLD.

Estes fatores podem ser mitigados através da estratégia de contratação de energia (*Hedge*), a fim de obter uma maior proteção contra o risco hidrológico e, por consequência, a manutenção do equilíbrio econômico e financeiro da Companhia.

4.1.1.2. Risco do fluxo de caixa ou valor justo associado com taxa de juros

O risco de taxa de juros da Companhia decorre de debêntures de longo prazo e caixa e equivalentes de caixa para a Companhia e sua Controlada.

As debêntures emitidas às taxas variáveis expõem a Companhia ao risco de taxa de juros de fluxo de caixa.

O impacto causado pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (DI) e pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) sobre as debêntures é minimizado pela remuneração das aplicações financeiras pelo DI e pelos preços nos contratos de venda de energia elétrica que também estão indexados à variação dos índices IPCA ou Índice Geral de Preço do Mercado (IGP-M).

4.1.2. Risco de crédito

O risco de crédito decorre de caixa e equivalentes de caixa, instrumentos financeiros, depósitos em bancos e instituições financeiras, bem como de exposições de crédito a clientes, incluindo contas a receber em aberto.

No caso de clientes, a área de análise de crédito avalia a qualidade do crédito do cliente, levando em consideração sua posição financeira, experiência passada, exposição no mercado das empresas do setor energético e outros fatores.

O preço da energia elétrica vendida para distribuidoras e clientes livres determinados nos contratos de leilão e bilaterais está no nível dos preços fechados no mercado e eventuais sobras ou faltas de energia são liquidadas no âmbito da CCEE (vide nota explicativa nº 22.1).

4.1.3. Risco de liquidez

A Companhia monitora as previsões contínuas das exigências de liquidez para assegurar que ela tenha caixa suficiente para atender às necessidades operacionais.

Essa previsão leva em consideração os planos de financiamento da dívida do grupo, cumprimento de cláusulas restritivas ("*covenants*"), cumprimento das metas internas do quociente do balanço patrimonial e, se aplicável, exigências legais ou regulatórias externas, incluindo a liminar que trata do fator de ajuste de energia (GSF).

A Companhia e sua Controlada investem o excesso de caixa em contas correntes com incidência de juros, depósitos a prazo, depósitos de curto prazo, escolhendo instrumentos com vencimentos

apropriados ou liquidez adequada para fornecer margem suficiente conforme determinado pelas previsões anteriormente mencionadas.

A tabela a seguir mostra em detalhes o prazo de vencimento contratual restante dos passivos (debêntures) da Companhia e os respectivos prazos de amortização. A tabela foi elaborada de acordo com os fluxos de caixa não descontados dos passivos financeiros, com base na data mais próxima em que a Companhia deve quitar as respectivas obrigações. A tabela inclui os fluxos de caixa dos juros e do principal.

Emissão	Série	Remuneração	Controladora e Consolidado				
			De um a três meses	De três meses a um ano	De um a dois anos	Mais de dois anos	Total
4ª	2	Variação IPCA + 6,07 % ao ano	-	22.259	147.889	290.352	460.500
5ª	2	Variação IPCA + 7,01 % ao ano	-	114.971	132.057	-	247.028
7ª	1	Variação DI + 0,40 % ao ano	6.405	226.476	-	-	232.881
7ª	2	Variação IPCA + 5,90 % ao ano	6.514	6.466	128.264	125.546	266.790
8ª	1	Variação 106,75% do DI ao ano	4.428	4.778	11.811	172.328	193.345
8ª	2	Variação IPCA + 5,50 % ao ano	9.500	-	9.764	232.748	252.012
			26.847	374.950	429.785	820.974	1.652.556

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 no controle permanente dos processos financeiros, a fim de garantir o adequado gerenciamento dos riscos.

A Companhia monitora permanentemente o volume de recursos a serem liquidados por meio de controle do fluxo de caixa, mantendo-se um nível de caixa mínimo.

4.2. Risco de aceleração de dívidas

A Companhia possui debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operações, relacionadas a atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros. Essas cláusulas restritivas foram atendidas neste exercício e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações (vide nota explicativa nº 13.4 e 13.5).

4.3. Análise da sensibilidade

A Companhia e sua Controlada, em atendimento ao disposto no item 40 do CPC 40 (R1) – Instrumentos Financeiros: Evidenciação, divulgam quadro demonstrativo de análise de sensibilidade para cada tipo de risco de mercado considerado relevante pela Administração, originado por instrumentos financeiros, compostos por debêntures e caixa e equivalentes de caixa, ao qual a Companhia e sua Controlada estão expostas na data de encerramento do exercício.

O cálculo da sensibilidade para o cenário provável foi realizado considerando a variação entre as taxas e índices vigentes em 31 de dezembro de 2019 e as premissas disponíveis no mercado para os próximos 12 meses (fonte: Banco Central do Brasil) risco favoráveis e desfavoráveis de 25% e 50% sobre as taxas de juros e índices flutuantes em relação ao cenário provável.

Demonstramos a seguir, os impactos no resultado financeiro da Controladora e no Consolidado, para os cinco cenários estimados para os próximos 12 meses:

Instrumentos financeiros	Indexador	Controladora					
		2019	Cenário - Δ 50%	Cenário - Δ 25%	Cenário Provável	Cenário + Δ 25%	Cenário + Δ 50%
Ativos financeiros							
Aplicações financeiras e fundos de renda fixa	DI	1.087.139	(34.789)	(17.394)	69.577	17.394	34.789
Aplicações financeiras vinculadas	DI	597	(19)	(10)	38	10	19
		1.087.736	(34.808)	(17.404)	69.615	17.404	34.808
Passivos financeiros							
Debentures 4ª emissão série 2	IPCA + 6,07% ao ano	(364.377)	18.692	9.346	(37.384)	(9.346)	(18.692)
Debentures 5ª emissão série 2	IPCA + 7,01% ao ano	(223.708)	12.569	6.285	(25.138)	(6.285)	(12.569)
Debentures 7ª emissão série 1	DI + 0,40% ao ano	(224.259)	7.654	3.827	(15.307)	(3.827)	(7.654)
Debentures 7ª emissão série 2	IPCA + 5,90% ao ano	(221.170)	11.151	5.575	(22.301)	(5.575)	(11.151)
Debentures 8ª emissão série 1	106,75% do DI ao ano	(161.684)	5.523	2.762	(11.046)	(2.762)	(5.523)
Debentures 8ª emissão série 2	IPCA + 5,50% ao ano	(177.348)	8.573	4.286	(17.145)	(4.286)	(8.573)
		(1.372.546)	64.162	32.081	(128.321)	(32.081)	(64.162)
Total da exposição líquida		(284.810)	29.354	14.677	(58.706)	(14.677)	(29.354)

Instrumentos financeiros	Indexador	Consolidado					
		2019	Cenário - Δ 50%	Cenário - Δ 25%	Cenário Provável	Cenário + Δ 25%	Cenário + Δ 50%
Ativos financeiros							
Aplicações financeiras e fundos de renda fixa	DI	1.121.821	(35.899)	(17.949)	71.797	17.949	35.899
Aplicações financeiras vinculadas	DI	597	(19)	(10)	38	10	19
		1.122.418	(35.918)	(17.959)	71.835	17.959	35.918
Passivos financeiros							
Debentures 4ª emissão série 2	IPCA + 6,07% ao ano	(364.377)	18.692	9.346	(37.384)	(9.346)	(18.692)
Debentures 5ª emissão série 2	IPCA + 7,01% ao ano	(223.708)	12.569	6.285	(25.138)	(6.285)	(12.569)
Debentures 7ª emissão série 1	DI + 0,40% ao ano	(224.259)	7.654	3.827	(15.307)	(3.827)	(7.654)
Debentures 7ª emissão série 2	IPCA + 5,90% ao ano	(221.170)	11.151	5.575	(22.301)	(5.575)	(11.151)
Debentures 8ª emissão série 1	106,75% do DI ao ano	(161.684)	5.523	2.762	(11.046)	(2.762)	(5.523)
Debentures 8ª emissão série 2	IPCA + 5,50% ao ano	(177.348)	8.573	4.286	(17.145)	(4.286)	(8.573)
		(1.372.546)	64.162	32.081	(128.321)	(32.081)	(64.162)
Total da exposição líquida		(250.128)	28.244	14.122	(56.486)	(14.122)	(28.244)

Variação dos índices	Cenário - Δ 50%	Cenário - Δ 25%	Cenário Provável	Cenário + Δ 25%	Cenário + Δ 50%
IPCA	1,98%	2,96%	3,95%	4,94%	5,93%
DI	3,20%	4,80%	6,40%	8,00%	9,60%

4.4. Gestão de capital

Os objetivos da Companhia e da sua Controlada ao administrar seu capital são os de salvaguardar sua capacidade de continuidade para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de manter uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo.

Para manter ou ajustar a estrutura de capital da Companhia, a Administração efetua ajustes adequando às condições econômicas atuais, revendo assim as políticas de pagamentos de dividendos, captação de empréstimos, debêntures e financiamentos, ou ainda, emitindo novas ações.

A Companhia monitora o capital com base no índice de alavancagem financeira. Esse índice corresponde à dívida líquida expressa como percentual do capital total. A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de financiamentos (incluindo empréstimos de curto e longo prazos), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, com a dívida líquida.

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2019	2018	2019	2018
Debêntures	15	1.372.546	1.524.034	1.372.546	1.524.034
(-) Caixa e equivalentes de caixa	6	(1.087.193)	(897.818)	(1.121.907)	(991.104)
(-) Aplicações financeiras vinculadas		(597)	(482)	(597)	(482)
Dívida líquida		284.756	625.734	250.042	532.448
Patrimônio líquido	19	1.550.798	1.635.421	1.550.798	1.635.421
Total do capital		1.835.554	2.261.155	1.800.840	2.167.869
Índice de alavancagem financeira - (%)*		15,5	27,7	13,9	24,6

* Dívida líquida / Total do capital

4.5. Outros riscos

4.5.1 Risco de regulação

As atividades da Companhia, assim como de seus concorrentes, são regulamentadas e fiscalizadas pela Aneel. Qualquer alteração no ambiente regulatório poderá exercer impacto sobre as atividades da Companhia e de sua Controlada.

4.5.1.1. Risco ambiental

As atividades e instalações da Companhia e sua Controlada estão sujeitas a diversas leis e regulamentos federais, estaduais e municipais, bem como a diversas exigências de funcionamento relacionadas à proteção do meio ambiente. Adicionalmente, eventual impossibilidade de a Companhia e sua Controlada operarem suas usinas em virtude de autuações ou processos de cunho ambiental poderá comprometer a geração de receita operacional e afetar negativamente o resultado da Companhia e de sua Controlada.

A Companhia e sua Controlada utilizam-se da política de gestão de Meio Ambiente, Saúde e Segurança (MASS) para assegurar o equilíbrio entre a conservação ambiental e o desenvolvimento de suas atividades, com o objetivo de minimizar os riscos para a Companhia e sua Controlada.

Os processos ambientais estão descritos na nota explicativa nº 14.

4.6. Estimativa do valor justo

Pressupõe-se que os saldos das contas a pagar aos fornecedores e as contas a receber de clientes reconhecidos pelo valor contábil, menos a perda (*impairment*), estejam próximos de seus valores justos. O valor justo dos passivos financeiros, para fins de divulgação, é estimado mediante o desconto dos fluxos de caixa contratuais futuros pela taxa de juros vigente no mercado, que está disponível para a Companhia para instrumentos financeiros similares.

O valor justo dos instrumentos financeiros negociados em mercados ativos é baseado nos preços de mercado, cotados na data do balanço. Um mercado é visto como ativo se os preços cotados estiverem prontos e regularmente disponíveis a partir de uma bolsa, distribuidor, corretor, grupo de indústrias, serviço de precificação, ou agência reguladora, e aqueles preços representam transações de mercado reais e que ocorrem regularmente em bases puramente comerciais. O preço de mercado cotado utilizado para os ativos financeiros mantidos pela Companhia e sua Controlada é o preço de concorrência atual.

Além disso, para fins de preparação de demonstrações financeiras, as mensurações do valor justo são classificadas nas categorias Níveis 1, 2 ou 3, descritas a seguir, com base no grau em que as informações para as mensurações do valor justo são observáveis e na importância das informações para a mensuração do valor justo em sua totalidade:

- Nível 1 são preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos ou passivos idênticos aos quais a entidade pode ter acesso na data de mensuração;

- Nível 2 são informações, que não os preços cotados incluídos no Nível 1, observáveis para o ativo ou passivo, direta ou indiretamente;
- Nível 3 são informações não observáveis para o ativo ou passivo.

5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

5.1. Composição

	Controladora		Consolidado	
	2019	2018	2019	2018
Caixa e bancos	54	349	86	416
Aplicações financeiras				
Certificado de depósito bancário (CDB)	1.087.024	897.360	1.121.243	990.139
Fundo de renda fixa	115	109	578	549
	1.087.193	897.818	1.121.907	991.104

As aplicações financeiras correspondem às operações de fundos de investimentos de renda fixa e certificados de depósitos bancários, as quais são realizadas com instituições que operam no mercado financeiro nacional e são contratadas em condições e taxas normais de mercado, tendo como característica alta liquidez, baixo risco de crédito e remuneração próxima à variação do DI. Os ganhos ou perdas decorrentes de variações no saldo das aplicações financeiras são apresentados na demonstração do resultado em "resultado financeiro" no exercício em que ocorrem (vide nota explicativa nº 23).

5.2. Qualidade de créditos do caixa, equivalentes de caixa e aplicações financeiras vinculadas

A qualidade do crédito dos ativos financeiros que não estão vencidos pode ser avaliada mediante referência às classificações externas de crédito (se houver) ou às informações históricas sobre os índices de inadimplência de contrapartes.

Standard & Poor's	Moody's	Controladora		Consolidado	
		2019	2018	2019	2018
B	BR-1	1.087.774	894.321	1.122.488	987.335
B	-	16	3.979	16	4.251
		1.087.790	898.300	1.122.504	991.586

6. CLIENTES

6.1. Composição do saldo e abertura por vencimento

	Controladora				
	À vencer			2019	2018
	Até 90 dias	De 91 a 365 dias	Acima de 365 dias		
Contratos ACL	106.700	-	-	106.700	100.294
Contratos ACR	-	-	-	-	3.078
Energia de curto prazo (MRE/MCP)	33.247	4.542	1.035	38.824	99.596
	139.947	4.542	1.035	145.524	202.968

	Consolidado				
	À vencer			2019	2018
	Até 90 dias	De 91 a 365 dias	Acima de 365 dias		
Contratos ACL	108.902	-	-	108.902	103.035
Contratos ACR	-	-	-	-	3.078
Energia de curto prazo (MRE/MCP)	33.917	4.542	1.035	39.494	99.663
	142.819	4.542	1.035	148.396	205.776

6.2. Movimentação das perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa (PECLD)

As faturas emitidas pela Companhia e sua Controlada referentes aos contratos bilaterais e de leilão são emitidas com vencimento único no mês seguinte ao do suprimento.

Para o exercício de 2019, não foi necessária a constituição de perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa para a Companhia e sua Controlada.

As perdas estimadas para crédito de liquidação duvidosa são avaliadas conforme descrito na nota explicativa nº 2.8.

6.3. Qualidade de créditos dos clientes

As transações relevantes para os negócios da Companhia em que há exposição de crédito são as vendas de energia realizadas no ACL, através dos contratos bilaterais.

O histórico de perdas na Companhia em decorrência de dificuldades apresentada por clientes em honrar os seus compromissos é irrelevante diante das políticas e procedimentos vigentes.

O risco de crédito dos contratos de venda de energia com os clientes no ACL é minimizado pela análise prévia da área de crédito da Companhia de todos seus potenciais clientes. Esta análise é baseada em informações qualitativas e quantitativas de cada potencial cliente e, a partir dessa análise, é feita a classificação seguindo as premissas do *rating* interno.

O *rating* interno possui classificação de 1 a 5, onde os clientes são classificados como: 1 - Excelente; 2 - Bom; 3 - Satisfatório; 4 - Regular; 5 - Crítico.

Baseado na Política de crédito e nas classificações de *rating* acima mencionado, todos os contratos bilaterais da Companhia possuem obrigação de entrega de uma modalidade de garantia (entre as quais se destacam: CDB, Fiança Bancária e Corporativa).

Em conjunto com a área de crédito, a área de risco/portfólio, se baseia no *rating* interno e realiza a diversificação da carteira de clientes da Companhia com o objetivo de diminuir os riscos específicos setoriais e otimizar a liquidez da carteira.

Em 31 de dezembro de 2019, segundo o *rating* interno, a Companhia possui, em relação aos saldos a receber de seus clientes bilaterais, as seguintes proporções de risco de liquidação:

Rating interno	Controladora				Consolidado			
	2019		2018		2019		2018	
	%	R\$	%	R\$	%	R\$	%	R\$
1 - Excelente	-	-	38	37.915	-	-	37	37.915
2 - Bom	52	55.531	36	36.145	53	57.508	37	38.354
3 - Satisfatório	47	50.574	19	19.236	46	50.574	19	19.769
4 - Regular	1	595	7	6.997	1	820	7	6.997
5 - Crítico	-	-	-	-	-	-	-	-
	100	106.700	100	100.293	100	108.902	100	103.035

Especificamente para os volumes de energia comercializados nos ambientes ACR, MRE e MCP, a CCEE controla e monitora as inadimplências de modo que o não recebimento desses valores são considerados temporais. Além disso, os agentes envolvidos são passivos de possíveis desligamento do sistema, entre outras sanções, por essa razão, o risco de PECLD é praticamente nulo. Assim sendo, a Administração entende que não cabe classificação interna para essa modalidade de comercialização.

7. TRIBUTOS A RECUPERAR / RECOLHER E DIFERIDO

7.1. Tributos a recuperar / recolher

	Controladora			
	2019		2018	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Ativo				
Provisão IRRF sobre aplicação financeira	9.268	819	8.920	819
PIS e COFINS	-	-	1.885	-
	9.268	819	10.805	819
Passivo				
IRPJ e CSLL a pagar anual	70.286	-	83.726	-
PIS e COFINS a pagar 12/2019	5.109	-	11.310	-
ICMS	1.902	-	291	-
IRRF sobre JSCP	-	-	11.100	-
ISS	110	-	151	-
Outros	433	-	417	-
	77.840	-	106.995	-

	Consolidado			
	2019		2018	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Ativo				
Provisão IRRF sobre aplicação financeira	10.794	819	10.496	819
PIS e COFINS	-	-	1.885	-
INSS	-	1.406	-	1.369
	10.794	2.225	12.381	2.188
Passivo				
IRPJ e CSLL a pagar anual	70.576	-	84.548	-
PIS e COFINS a pagar 12/2019	5.190	-	11.412	-
ICMS	1.902	-	293	-
IRRF sobre JSCP	-	-	11.100	-
ISS	122	-	162	-
Outros	485	-	447	-
	78.275	-	107.962	-

7.2. Tributos diferidos

	Controladora e Consolidado					
	2019			2018		
	IRPJ	CSLL	TOTAL	IRPJ	CSLL	TOTAL
Ativo						
Diferenças temporárias						
Provisões regulatórias	(238)	(86)	(324)	(237)	(86)	(323)
Provisão de contas a pagar	(976)	(352)	(1.328)	(655)	(236)	(891)
Provisão de PLR	(1.540)	(554)	(2.094)	(2.243)	(807)	(3.050)
Contingência ambiental	(1.554)	(559)	(2.113)	(1.553)	(559)	(2.112)
Contingência trabalhista	(4.050)	(1.458)	(5.508)	(5.614)	(2.021)	(7.635)
Contingência fiscal	(3.716)	(1.338)	(5.054)	(3.549)	(1.277)	(4.826)
Contingência cível	(515)	(185)	(700)	(76)	(27)	(103)
Valores recebidos a maior RTE	(64)	(23)	(87)	(61)	(22)	(83)
Provisão comercialização de energia	(449)	(162)	(611)	-	-	-
Aluguéis - IFRS 16	(26)	(9)	(35)	-	-	-
PECLD	-	-	-	(105.810)	(38.092)	(143.902)
Liminar GSF	(318.228)	(114.563)	(432.791)	(196.948)	(70.902)	(267.850)
Benefício fiscal	(11.480)	(4.133)	(15.613)	(13.414)	(4.829)	(18.243)
Receita diferida	(4.717)	(1.698)	(6.415)	(6.483)	(2.334)	(8.817)
Ativo diferido	(347.553)	(125.120)	(472.673)	(336.643)	(121.192)	(457.835)
Passivo						
Ajuste de avaliação patrimonial	172.327	62.038	234.365	197.606	71.139	268.745
Ajuste atuarial plano de pensão	2.992	1.077	4.069	2.772	998	3.770
Mais-valia - Investimento em controlada	6.513	2.345	8.858	6.514	2.345	8.859
Passivo diferido	181.832	65.460	247.292	206.892	74.482	281.374
Ativo de imposto diferido (líquido)	(165.721)	(59.660)	(225.381)	(129.751)	(46.710)	(176.461)

Em 1º de janeiro de 2009, conforme previsto no CPC 27 (Ativo imobilizado) e em atendimento às orientações contidas no ICPC 10 (Interpretação sobre a aplicação inicial ao ativo imobilizado e à propriedade para investimento dos pronunciamentos técnicos CPCs 27, 28, 37 e 43), a Companhia reconheceu o valor justo do ativo imobilizado (custo atribuído) na data da adoção inicial dos CPCs e do IFRS. Em decorrência, a Companhia também reconheceu os correspondentes valores de imposto de renda e de contribuição social diferidos, nessa data de transição, acima apresentado no quadro como Ajuste de avaliação patrimonial.

A realização do imposto de renda e contribuição social diferidos ativo ocorrerá na medida em que tais valores sejam oferecidos à tributação. As principais variações ocorridas em 2019 são decorrentes da baixa de provisão para créditos de liquidação duvidosa da liminar GSF, descrita na nota explicativa nº 1.2, nº 2.8. e nº 6.2, gerando movimentações atípicas nos diferimentos registrados nos ajustes temporários de "PECLD" e "Liminar GSF".

Em 2019 foi realizada a reversão da perda estimada para créditos de liquidação duvidosa da liminar GSF referente a provisão para perda do valor da Inadimplência, gerando movimentações atípicas nos diferimentos registrados nas linhas de PECLD e Liminar GSF. Foi solicitado a provisão dos valores relacionados a liminar GSF, porém após análise mais detalhada da Administração, foi verificado que não havia necessidade de se efetuar esta PECLD, visto que os valores são atualizados mensalmente via nota de liquidação, no entanto a PECLD não foi devidamente baixada na época.

A Companhia apresenta o imposto de renda e contribuição social diferidos no grupo não circulante conforme CPC 26 (Apresentação das demonstrações contábeis).

A Companhia tem a expectativa de realização do imposto de renda e de contribuição social diferidos de acordo com premissas internas e conforme apresentado no quadro abaixo:

	2020	2021	2022	a partir de 2023	Total
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(408.666)	29.557	30.719	123.008	(225.381)

7.3. Benefício fiscal – Ágio incorporado

O montante de ágio absorvido pela Companhia, em razão da incorporação da Duke Energia do Sudeste Ltda. ("Duke Sudeste"), em fevereiro de 2002 teve como fundamento econômico a expectativa de resultados futuros e será amortizado até 2030, conforme estipulado pela Resolução Aneel nº 28/2002, baseado na projeção de resultados futuros, elaborada por consultores externos naquela data.

A Companhia constituiu provisão para manter a integridade do patrimônio, cuja reversão neutralizará o efeito da amortização do ágio no balanço patrimonial, segue sua composição:

	Controladora e Consolidado			
	2019			2018
	Ágio	Provisão	Valor Líquido	Valor Líquido
Saldos oriundos da incorporação	305.406	(201.568)	103.838	103.838
Realização	(259.473)	171.248	(88.225)	(85.595)
Saldos no final do exercício	45.933	(30.320)	15.613	18.243

Para fins de apresentação das demonstrações financeiras, o valor líquido correspondente ao benefício fiscal – imposto de renda e contribuição social, acima descrito, está sendo apresentado no balanço patrimonial como aumento desses mesmos tributos no ativo não circulante, na rubrica "Impostos diferidos". Na forma prevista pela instrução CVM nº 319/1999, não há efeitos no resultado do exercício conforme demonstrado a seguir:

	Controladora e Consolidado	
	2019	2018
Amortização do ágio	(7.736)	(8.665)
Reversão da provisão	5.105	5.719
Benefício fiscal	2.631	2.946
	-	-

Realização do benefício fiscal referente ágio incorporado da Duke Sudeste:

	2020	2021	2022	2023 - 2025	2026 em diante	Total
Realização estimada	2.348	2.097	1.872	4.495	4.801	15.613

8. DEPÓSITOS JUDICIAIS

	Controladora e Consolidado			
	Fiscais	Ambientais	Regulatórios	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2018	11.406	6.551	35.478	53.435
Variações monetárias	452	266	1.368	2.086
Saldo em 31 de dezembro de 2019	11.858	6.817	36.846	55.521

Estão classificados nesta rubrica somente os depósitos judiciais recursais não relacionados com as contingências com classificação de risco prováveis (vide nota explicativa nº 14) e todos são atualizados monetariamente.

- i. **Ambiental** – Depósitos judiciais efetuados pela Companhia nos autos de ações anulatórias movidas contra o Instituto Ambiental do Paraná (IAP) e Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), decorrente de autuações com pagamento de multa.
- ii. **Fiscal:**
 - a. **IPTU (Município de Primeiro de Maio)** – A Companhia ajuizou ação anulatória de débitos fiscais em face do Município de Primeiro de Maio, débitos estes relativos ao Imposto Predial Territorial Urbano (IPTU) incidente sobre imóveis que correspondem à parte do reservatório da bacia de Capivara. Os depósitos judiciais ocorreram nos exercícios de 2000 e de 2010.
 - b. **Débitos em disputa referente à IRRF, IRPJ e CSLL** – Depósitos judiciais referentes a mandado de segurança ajuizado com o objetivo de obter concessão de segurança para fins de ser reconhecida a quitação de valores de Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF), IRPJ e CSLL sem a exigência de multa moratória, face à denúncia espontânea realizada.
 - c. **Débitos em disputa referente à PIS, COFINS, IRPJ, CSLL e IOF** – Depósito judicial efetuado em mandado de segurança para fins de garantia do juízo e suspensão da exigibilidade do débito fiscal relativo à multa de mora. A Companhia, apoiada em parecer de assessores legais, entende que a multa de mora não é devida a partir de denúncia espontânea, conforme previsto no artigo 138 do Código Tributário Nacional e, assim, nenhum passivo foi contabilizado em relação a essa discussão.
 - d. **Execução Fiscal - Município de Diamante do Norte (ICMS)** – Depósito judicial realizado a fim de possibilitar a oposição de embargos de devedor nos autos de execução fiscal por meio da qual se exige crédito tributário supostamente devido a título de “Alvará de Localização/Funcionamento e Vigilância Sanitária” relativo ao reservatório de Rosana. O entendimento da Companhia, embasado por parecer de seus assessores legais, é de que o Município de Diamante do Norte não tem competência para a cobrança do tributo objeto da execução fiscal, uma vez que o reservatório de Rosana se localiza no Município de Rosana/SP.

- iii. **Regulatórios - Tusd-g** – Depósitos judiciais em conexão com a obtenção de decisão judicial suspendendo a exigibilidade da multa imposta pela Aneel pelo suposto descumprimento das obrigações de assinar os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (Cusd) e de pagar o passivo acumulado entre julho de 2004 a junho de 2009. Para maiores detalhes, vide nota explicativa nº 12 para uma descrição do andamento das discussões referentes à Tusd-g.

9. INVESTIMENTOS

9.1. Composição

	Participação acionária	Valor Patrimonial	
		2019	2018
Controladas			
Rio Sapucaí-Mirim Energia Ltda.	99,99%	170.647	242.343

9.2. Movimentação

	2018	Redução de capital	Equivalência patrimonial	2019
Controladas				
Rio Sapucaí-Mirim Energia Ltda.	242.343	(70.000)	(1.696)	170.647
	242.343	(70.000)	(1.696)	170.647

Em 2019, houve uma redução de capital no montante de R\$ 70.000, visto que a Administração reavaliou o montante de R\$ 398.600 e o considerou excessivo, assim, ao fim do exercício de 2019 o novo capital social da empresa Controlada é de R\$ 328.600.

10. IMOBILIZADO

10.1. Composição

	Controladora				Taxa média anual de depreciação
	Custo	Depreciação acumulada	2019	2018	
			Valor líquido	Valor líquido	
Em serviço					
Terrenos	213.865	-	213.865	213.865	
Reservatórios, barragens e adutoras	3.374.409	(1.599.843)	1.774.566	1.919.877	4,3%
Edificações, obras civis e benfeitorias	456.508	(241.556)	214.952	232.067	3,7%
Máquinas e equipamentos	992.195	(400.446)	591.749	568.538	4,2%
Veículos	7.050	(4.847)	2.203	2.839	12,1%
Móveis e utensílios	1.535	(1.253)	282	262	2,0%
(-) Reserva usinas Canoas I e II	(200.675)	-	(200.675)	(200.675)	
Direito de uso IFRS 16	5.183	(578)	4.605	-	
	4.850.070	(2.248.523)	2.601.547	2.736.773	
Em curso					
Terrenos	1.046	-	1.046	1.046	
Reservatórios, barragens e adutoras	2.545	-	2.545	1.291	
Edificações, obras civis e benfeitorias	1.013	-	1.013	-	
Máquinas e equipamentos	44.830	-	44.830	74.685	
Veículos	2.040	-	2.040	643	
Móveis e utensílios	7	-	7	1	
	51.481	-	51.481	77.666	
Perda pela não recuperabilidade de ativos (CPC 01)	-	-	-	-	
	4.901.551	(2.248.523)	2.653.028	2.814.439	
(-) Obrigações especiais	(1.509)	680	(829)	(955)	
	4.900.042	(2.247.843)	2.652.199	2.813.484	

	Consolidado				Taxa média anual de depreciação
	Custo	Depreciação acumulada	2019	2018	
			Valor líquido	Valor líquido	
Em serviço					
Terrenos	223.698	-	223.698	223.698	
Reservatórios, barragens e adutoras	3.609.408	(1.631.387)	1.978.021	2.128.151	4,2%
Edificações, obras civis e benfeitorias	494.794	(246.992)	247.802	265.753	3,6%
Máquinas e equipamentos	1.114.098	(424.214)	689.884	670.287	4,1%
Veículos	7.336	(4.924)	2.412	2.847	12,0%
Móveis e utensílios	1.692	(1.302)	390	360	2,1%
(-) Reserva usinas Canoas I e II	(200.675)	-	(200.675)	(200.675)	
Direito de uso IFRS 16	5.183	(578)	4.605	-	
	5.255.534	(2.309.397)	2.946.137	3.090.421	
Em curso					
Terrenos	11.895	-	11.895	11.760	
Reservatórios, barragens e adutoras	2.547	-	2.547	1.291	
Edificações, obras civis e benfeitorias	1.205	-	1.205	-	
Máquinas e equipamentos	46.503	-	46.503	74.776	
Veículos	2.163	-	2.163	869	
Móveis e utensílios	7	-	7	1	
	64.320	-	64.320	88.697	
Perda pela não recuperabilidade de ativos (CPC 01)	(202.588)	-	(202.588)	(202.588)	
	5.117.266	(2.309.397)	2.807.869	2.976.530	
(-) Obrigações especiais	(1.509)	680	(829)	(955)	
	5.115.757	(2.308.717)	2.807.040	2.975.575	

10.2. Movimentação

	Controladora					Valor líquido em 2019
	Valor líquido em 2018	Adições	Depreciação	Baixas	Reclassificação e transferência	
Terrenos	214.911	-	-	-	-	214.911
Reservatórios, barragens e adutoras	1.921.168	1.254	(145.480)	-	169	1.777.111
Edificações, obras civis e benfeitorias	232.067	1.013	(17.115)	-	-	215.965
Máquinas e equipamentos	643.223	41.283	(42.142)	(6.294)	509	636.579
Veículos	3.482	2.044	(855)	(104)	(324)	4.243
Móveis e utensílios	263	374	(31)	(1)	(316)	289
(-) Reserva usinas Canoas I e II	(200.675)	-	-	-	-	(200.675)
Direito de uso IFRS 16	-	5.183	(578)	-	-	4.605
	2.814.439	51.151	(206.201)	(6.399)	38	2.653.028
(-) Obrigações especiais	(955)	-	126	-	-	(829)
	2.813.484	51.151	(206.075)	(6.399)	38	2.652.199

	Controladora					Valor líquido em 2018
	Valor líquido em 2017	Adições	Depreciação	Baixas	Reclassificação e transferência	
Terrenos	214.911	-	-	-	-	214.911
Reservatórios, barragens e adutoras	2.049.731	701	(130.065)	(675)	1.476	1.921.168
Edificações, obras civis e benfeitorias	261.906	-	(29.839)	-	-	232.067
Máquinas e equipamentos	640.221	43.685	(37.346)	(2.118)	(1.219)	643.223
Veículos	3.669	1.155	(897)	(445)	-	3.482
Móveis e utensílios	654	34	(38)	-	(387)	263
(-) Reserva usinas Canoas I e II	(200.675)	-	-	-	-	(200.675)
	2.970.417	45.575	(198.185)	(3.238)	(130)	2.814.439
(-) Obrigações especiais	(1.039)	-	84	-	-	(955)
	2.969.378	45.575	(198.101)	(3.238)	(130)	2.813.484

	Consolidado					Valor líquido em 2019
	Valor líquido em 2018	Adições	Depreciação	Baixas	Reclassificação e transferência	
Terrenos	235.458	135	-	-	-	235.593
Reservatórios, barragens e adutoras	2.129.442	1.256	(150.299)	-	169	1.980.568
Edificações, obras civis e benfeitorias	265.753	1.205	(17.951)	-	-	249.007
Máquinas e equipamentos	745.063	43.006	(45.881)	(6.294)	493	736.387
Veículos	3.716	2.167	(880)	(104)	(324)	4.575
Móveis e utensílios	361	373	(36)	(1)	(300)	397
(-) Reserva usinas Canoas I e II	(200.675)	-	-	-	-	(200.675)
Direito de uso IFRS 16	-	5.183	(578)	-	-	4.605
	3.179.118	53.325	(215.625)	(6.399)	38	3.010.457
Perda pela não recuperabilidade de ativos (CPC 01)	(202.588)	-	-	-	-	(202.588)
	2.976.530	53.325	(215.625)	(6.399)	38	2.807.869
(-) Obrigações especiais	(955)	-	126	-	-	(829)
	2.975.575	53.325	(215.499)	(6.399)	38	2.807.040

	Consolidado					Valor líquido em 2018
	Valor líquido em 2017	Adições	Depreciação	Baixas	Reclassificação e transferência	
Terrenos	234.400	1.088	-	-	(30)	235.458
Reservatórios, barragens e adutoras	2.262.822	701	(134.881)	(675)	1.475	2.129.442
Edificações, obras civis e benfeitorias	296.425	-	(30.672)	-	-	265.753
Máquinas e equipamentos	745.638	43.844	(41.075)	(2.118)	(1.226)	745.063
Veículos	3.686	1.380	(905)	(445)	-	3.716
Móveis e utensílios	755	34	(48)	-	(380)	361
(-) Reserva usinas Canoas I e II	(200.675)	-	-	-	-	(200.675)
	3.343.051	47.047	(207.581)	(3.238)	(161)	3.179.118
Perda pela não recuperabilidade de ativos (CPC 01)	(202.588)	-	-	-	-	(202.588)
	3.140.463	47.047	(207.581)	(3.238)	(161)	2.976.530
(-) Obrigações especiais	(1.039)	-	84	-	-	(955)
	3.139.424	47.047	(207.497)	(3.238)	(161)	2.975.575

10.3. Custo atribuído no ativo imobilizado

A Companhia aplicou o custo atribuído na adoção inicial do IFRS de acordo com o CPC 27 - Ativo imobilizado. A despesa incremental de depreciação, calculada sobre os ajustes ao custo atribuído nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e de 2018 foi de R\$ 97.230 e R\$ 89.734, respectivamente.

10.4. Taxas de depreciação

A Companhia e sua Controlada calculam a depreciação pelo método linear, por componente, cuja taxa de depreciação leva em consideração o tempo de vida útil-econômica estimada dos bens de acordo com estabelecido pelo órgão regulador. Os terrenos não são depreciados.

10.5. Bens vinculados à concessão

Em 15 de dezembro de 2015 foi publicada a resolução normativa nº 691/2015 da Aneel, que disciplina a desvinculação dos bens servíveis à concessão/autorização, por iniciativa do agente setorial, ficando, portanto dispensada da obrigação de solicitar anuência prévia ao órgão regulador para desvinculação dos bens vinculados aos serviços de energia elétrica.

Os bens vinculados à concessão/autorização representam a totalidade do saldo do ativo imobilizado da Controladora e Controlada.

10.6. Repotenciação e modernização da UHE Capivara

Em 14 de maio de 2015, foi publicada pela Aneel a Portaria nº 156/2015, que revisou extraordinariamente a Garantia Física da UHE Capivara.

Em setembro de 2015, foi assinado contrato de repotenciação e modernização das unidades geradoras da UHE Capivara. Este projeto contemplou a substituição das turbinas hidráulicas por outras de melhor rendimento, que possibilitou um aumento de 8,1 MW na garantia física da usina.

10.7. Expansão 15%

A Companhia informa que a Ação de Obrigação de Fazer, movida pelo Estado de São Paulo, no exercício de 2011, referente à expansão de 15% da sua capacidade instalada tramita em segredo de justiça e não houve evolução em 2019.

10.8. Análise de *impairment*

A Administração analisou os indicativos de *impairment* dos ativos e concluiu que não há efeito para o ano de 2019 a ser registrado, permanecendo o saldo de R\$ 202.588 na Controlada.

11. INTANGÍVEL

O saldo em 31 de dezembro de 2019 é constituído por direitos de uso de *software*, servidão de passagem e por UBP (Utilização do Bem Público).

11.1. Composição

	Controladora				Taxa média anual de amortização
			2019	2018	
	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido	
Em serviço					
UBP	53.494	(34.991)	18.503	20.354	3,5%
Software	33.594	(28.395)	5.199	6.936	7,0%
Servidão de passagem	75	-	75	75	
	87.163	(63.386)	23.777	27.365	
Em curso					
Software	120	-	120	775	
	120	-	120	775	
	87.283	(63.386)	23.897	28.140	
(-) Obrigações especiais	(2.208)	2.208	-	-	
	85.075	(61.178)	23.897	28.140	

	Consolidado				Taxa média anual de amortização
			2019	2018	
	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido	
Em serviço					
UBP	53.494	(34.990)	18.504	20.354	3,5%
Renovação de licença operacional (LO)	4.235	(4.000)	235	1.647	33,3%
Software	33.660	(28.461)	5.199	6.938	7,0%
Servidão de passagem	265	-	265	265	
	91.654	(67.451)	24.203	29.204	
Em curso					
Software	120	-	120	775	
Servidão de passagem	44	-	44	44	
	164	-	164	819	
	91.818	(67.451)	24.367	30.023	
(-) Obrigações especiais	(2.208)	2.208	-	-	
	89.610	(65.243)	24.367	30.023	

11.2. Movimentação

	Controladora					
	Valor líquido em 2018	Adições	Amortização	Reclassificação e transferência	Baixas	Valor líquido em 2019
UBP	20.354	-	(1.851)	-	-	18.503
Software	7.711	134	(2.338)	(38)	(150)	5.319
Servidão de passagem	75	-	-	-	-	75
	28.140	134	(4.189)	(38)	(150)	23.897
(-) Obrigações especiais	-	-	-	-	-	-
	28.140	134	(4.189)	(38)	(150)	23.897

	Controladora					
	Valor líquido em 2017	Adições	Amortização	Reclassificação e transferência	Baixas	Valor líquido em 2018
UBP	22.205	-	(1.851)	-	-	20.354
Software	9.407	814	(2.640)	130	-	7.711
Servidão de passagem	75	-	-	-	-	75
	31.687	814	(4.491)	130		28.140
(-) Obrigações especiais	(346)	-	346	-	-	-
	31.341	814	(4.145)	130		28.140

	Consolidado					
	Valor líquido em 2018	Adições	Amortização	Reclassificação e transferência	Baixas	Valor líquido em 2019
UBP	20.354	-	(1.850)	-	-	18.504
Renovação de licença operacional (LO)	1.647	-	(1.412)	-	-	235
Software	7.713	134	(2.340)	(38)	(150)	5.319
Servidão de passagem	309	-	-	-	-	309
	30.023	134	(5.602)	(38)	(150)	24.367
(-) Obrigações especiais	-	-	-	-	-	-
	30.023	134	(5.602)	(38)	(150)	24.367

	Consolidado					
	Valor líquido em 2017	Adições	Amortização	Reclassificação e transferência	Baixas	Valor líquido em 2018
UBP	22.207	-	(1.851)	(2)	-	20.354
Renovação de licença operacional (LO)	3.059	-	(1.412)	-	-	1.647
Software	9.423	814	(2.654)	130	-	7.713
Servidão de passagem	276	-	-	-	33	309
	34.965	814	(5.917)	161		30.023
(-) Obrigações especiais	(346)	-	346	-	-	-
	34.619	814	(5.571)	161		30.023

12. FORNECEDORES

	Controladora					
	2019			2018		
	Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total
Suprimento de energia elétrica	1.001.494	-	1.001.494	812.168	-	812.168
Materiais e serviços contratados	17.329	-	17.329	12.225	-	12.225
Encargos de uso da rede elétrica	13.772	23.535	37.307	12.703	20.510	33.213
Tust	11.942	-	11.942	11.502	-	11.502
Tusd-g	1.808	23.535	25.343	1.185	20.510	21.695
Encargos de conexão	22	-	22	16	-	16
Arrendamento - IFRS 16	974	3.736	4.710	-	-	-
	1.033.569	27.271	1.060.840	837.096	20.510	857.606

	Consolidado					
	2019			2018		
	Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total
Suprimento de energia elétrica	1.023.881	-	1.023.881	830.295	-	830.295
Materiais e serviços contratados	18.529	-	18.529	13.008	-	13.008
Encargos de uso da rede elétrica	13.817	23.535	37.352	12.764	20.510	33.274
Tust	11.942	-	11.942	11.502	-	11.502
Tusd-g	1.853	23.535	25.388	1.246	20.510	21.756
Encargos de conexão	22	-	22	16	-	16
Arrendamento - IFRS 16	974	3.736	4.710	-	-	-
	1.057.201	27.271	1.084.472	856.067	20.510	876.577

Na rubrica de suprimento de energia elétrica está registrado o efeito de R\$ 953.167 na Controladora e R\$ 972.502 no Consolidado (R\$ 800.918 e R\$ 818.937 respectivamente, em 31 de dezembro de 2018), referente ao recebimento da CCEE relativo à liminar sobre o GSF concedida à Apine, conforme descrito na nota explicativa nº 1.3. Esses valores estão sendo atualizados baseados no IGPM (vide nota explicativa nº 23). O restante do valor trata-se da operação normal de compra de energia.

12.1. Encargos de uso da rede elétrica

A Aneel regula as tarifas que regem o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão. As tarifas devidas pela Companhia são:

- Tarifas de Uso de Sistema de Transmissão (Tust);
- Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição Aplicáveis às Unidades Geradoras Conectadas aos Sistemas de Distribuição (Tusd-g);
- Encargos de Conexão (vide nota explicativa nº 22.3).

A Companhia atualmente discute judicialmente, via Ação Ordinária, a revisão dos valores a serem pagos por conta da Tusd-g, referente ao período de julho de 2004 e junho de 2009, pelo entendimento de que as Demais Instalações de Transmissão (DITs) e os Transformadores de Fronteira integram o sistema de transmissão e que a tarifa por remunerar estes ativos do sistema de transmissão deve ser calculada com base na diretriz do sinal locacional.

Em junho de 2009, a Companhia requereu nos autos da Ação Ordinária o depósito judicial dos valores da Tusd-g e a determinação judicial para que os Cusd com as distribuidoras fossem considerados assinados. Em junho de 2009, o pedido de depósito judicial foi indeferido, mas o juiz reconheceu os Cusd como assinados.

A Companhia recorreu da decisão que indeferiu o pedido de depósito e, em agosto de 2009, o Tribunal autorizou o depósito judicial dos montantes relativos à diferença entre as tarifas calculadas em conformidade com a Resolução Normativa Aneel nº 349/2009 e a Resolução nº 497/2007.

Em dezembro de 2014, foi proferida sentença em primeira instância que julgou procedentes os pedidos da Companhia na Ação Ordinária. Contra tal decisão, as partes apresentaram recursos de apelação, cujos julgamentos estão pendentes. A Companhia efetuou o pagamento das últimas parcelas dos depósitos judiciais no primeiro trimestre de 2012, cujo montante atualizado em 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 97.642 (R\$ 92.150 em 31 de dezembro de 2018). O passivo é apresentado líquido dos depósitos judiciais e seu saldo em 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 23.535 (R\$ 20.510 em 31 de dezembro de 2018).

12.2. Movimentação do arrendamento

Saldo inicial	-
Provisão de saldos contratuais atualizados	6.840
Ajuste a valor presente	(1.657)
Pagamentos	(619)
Apropriação de ajuste valor presente	146
	4.710

13. DEBÊNTURES

13.1. Composição

Emissão	Série	Remuneração	Vencimento	Controladora e Consolidado					
				2019					
				Circulante			Não circulante		
				Principal	Juros, variação monetária e (custos de transação)	Total	Principal	Variação monetária e (custos de transação)	Total
4ª	2	IPCA + 6,07 % ao ano	16/07/2023	-	9.847	9.847	250.000	104.530	354.530
5ª	2	IPCA + 7,01% ao ano	20/05/2021	79.992	27.295	107.287	80.016	36.405	116.421
7ª	1	DI + 0,40% ao ano	15/08/2020	220.000	4.259	224.259	-	-	-
7ª	2	IPCA + 5,90% ao ano	15/08/2022	-	4.425	4.425	200.000	16.745	216.745
8ª	1	106,75% do DI ao ano	15/03/2023	-	2.246	2.246	160.000	(562)	159.438
8ª	2	IPCA + 5,50% ao ano	15/03/2025	-	7.311	7.311	160.000	10.037	170.037
				299.992	55.383	355.375	850.016	167.155	1.017.171

Emissão	Série	Remuneração	Vencimento	Controladora e Consolidado					
				2018					
				Circulante			Não circulante		
				Principal	Juros, variação monetária e (custos de transação)	Total	Principal	Variação monetária e (custos de transação)	Total
4ª	2	IPCA + 6,07 % ao ano	16/07/2023	-	9.253	9.253	250.000	92.048	342.048
5ª	1	DI + 0,89% ao ano	20/05/2019	79.683	463	80.146	-	-	-
5ª	2	IPCA + 7,01% ao ano	20/05/2021	79.992	36.622	116.614	160.008	47.106	207.114
7ª	1	DI + 0,40% ao ano	15/08/2020	-	4.801	4.801	220.000	(416)	219.584
7ª	2	IPCA + 5,90% ao ano	15/08/2022	-	4.111	4.111	200.000	8.734	208.734
8ª	1	106,75% do DI ao ano	15/03/2023	-	2.762	2.762	160.000	(812)	159.188
8ª	2	IPCA + 5,50% ao ano	15/03/2025	-	6.021	6.021	160.000	3.658	163.658
				159.675	64.033	223.708	1.150.008	150.318	1.300.326

13.2. Vencimento

Controladora e Consolidado						
Vencimento a longo prazo	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Debêntures	342.456	306.158	197.985	85.219	85.353	1.017.171

13.3. Movimentação

	4ª Emissão	5ª Emissão		7ª Emissão		8ª Emissão		Total
	Série 2	Série 1	Série 2	Série 1	Série 2	Série 1	Série 2	
Saldo em 31 de dezembro de 2018	351.301	80.146	323.728	224.385	212.845	161.950	169.679	1.524.034
Movimentação das debêntures								
Amortização de custos de transação	78	167	286	623	374	250	178	1.956
Apropriação de juros	21.714	2.176	18.208	13.855	12.608	10.064	9.419	88.044
Apropriação de variação monetária	12.404	-	9.665	-	7.637	-	6.200	35.906
Pagamento de debêntures	-	(79.683)	(79.992)	-	-	-	-	(159.675)
Pagamento de juros	(21.120)	(2.806)	(22.047)	(14.604)	(12.294)	(10.580)	(8.128)	(91.579)
Pagamento de variação monetária	-	-	(26.140)	-	-	-	-	(26.140)
	13.076	(80.146)	(100.020)	(126)	8.325	(266)	7.669	(151.488)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	364.377	-	223.708	224.259	221.170	161.684	177.348	1.372.546

As principais variações dos saldos de Debêntures foram resultantes das quitações da 5ª emissão (série 1) última parcela do principal e juros, e pagamento da (série 2) 1ª parcela de principal, juros e variação monetária ocorrida ao longo do ano.

13.4. Covenants financeiros

As cláusulas restritivas previstas no Instrumento Particular de Escritura de Emissão Pública de Debêntures Não Conversíveis em Ações da Quarta, Quinta, Sétima e Oitava emissões da Companhia são:

- Índice entre divisão da Dívida Líquida pelo Ebitda que deverá ser igual ou inferior a 3,20;
- Índice entre divisão do Ebitda pelo Resultado Financeiro que deverá ser igual ou superior a 2,0;
- Redução de capital da Companhia poderá ser realizada se observado o limite igual ou inferior a 0,7, do índice financeiro quociente da divisão da dívida total pelo somatório da dívida total e capital social da Companhia, na 7ª e 8ª poderá ser realizada em observância ao seguinte índice financeiro: quociente da divisão da dívida total da Companhia pelo somatório da dívida total e Capital Social da Companhia, tendo por base as então mais recentes Demonstrações Financeiras da Companhia igual ou menor a 0,90 (noventa centésimos) vezes.

Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018, a Companhia atendeu os referidos índices financeiros e, cumprindo assim, os referidos *covenants*, conforme abaixo:

Base de cálculo:

	2019	2018
Ebitda	685.425	702.936
Dívida Líquida	250.042	532.448
Dívida total	1.372.546	1.524.034
Capital social	839.138	839.138
Resultado financeiro	130.837	145.876

Índice financeiro	Limites	2019	2018
Ebitda / Resultado financeiro	Igual ou superior a 2,0	5,24	4,82
Dívida líquida / Ebitda	Igual ou inferior a 3,2	0,36	0,76
Dívida total / (Dívida total+Capital social)	Igual ou inferior a 0,7	0,62	0,64

13.5. Covenants não financeiros

Além das cláusulas restritivas relacionadas a índices financeiros mencionados anteriormente, há cláusulas restritivas referentes a outros assuntos da Quarta, Quinta, Sexta, Sétima e Oitava emissões, os quais vem sendo atendidas pela Companhia, dos quais destacamos os mais relevantes:

- i. Inadimplemento no pagamento de quaisquer outras obrigações financeiras, de forma agregada ou individual, contraídas pela Emissora, no mercado local ou internacional em valor superior a R\$ 30 milhões para as 4ª e 5ª debêntures e R\$ 32 milhões para a 7ª e 8ª debêntures;
- ii. 4ª/5ª debêntures - Transferência de controle acionário direto ou indireto da Companhia, desde que, após tal transferência as classificações de risco pela *Moody's* ou *Standard & Poor's* ou na falta destas, a *Fitch*, rebaixar, por motivos diretamente ligados à transferência do controle acionário, a classificação de risco da Companhia em dois níveis em relação a classificação de risco vigente na data da emissão;
- iii. 7ª/8ª debêntures - Transferência de controle acionário direto da Companhia, desde que, após tal transferência, a *Moody's* ou a *Standard & Poor's*, ou na falta destas, a *Fitch*, rebaixar, por motivos diretamente ligados à transferência do controle acionário direto da Companhia, a classificação de risco da Companhia em dois níveis em relação à classificação de risco da Companhia vigente na data de emissão;
- iv. Cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária envolvendo a Companhia, exceto se cumpridas exigências dos itens a,b e c desta mesma cláusula das escrituras de emissão de debêntures, para a 7ª e 8ª emissão somente os itens a e b;
- v. Término antecipado ou intervenção, por qualquer motivo, de quaisquer dos contratos de concessão pelo poder concedente relativo ao serviço público de energia elétrica.

As outras cláusulas restritivas estão detalhadas nas escrituras de emissão das debêntures, disponível no site <http://www.paranapanemaenergia.com.br> – “Investidores” – “Informação para investidores”.

14. PROVISÕES PARA RISCOS

A Administração da Companhia, baseada em levantamentos e pareceres elaborados pela área jurídica e por consultores jurídicos externos, registra provisões para cobrir as perdas e obrigações classificadas como prováveis, relacionadas às ações trabalhistas, fiscais, ambientais, regulatórias e cíveis.

Adicionalmente, a Companhia tem ações de naturezas trabalhistas, fiscais, ambientais, regulatórias e cíveis, envolvendo riscos de perda possíveis, com base na avaliação de seus consultores jurídicos externos, para as quais não há provisão constituída, conforme composição e estimativa a seguir.

Os depósitos judiciais, apresentados como redução do saldo, referem-se somente aos depósitos com provisões para riscos trabalhistas e fiscais, sendo que os demais depósitos são demonstrados em nota específica (vide nota explicativa nº 8).

14.1. Provisões para riscos prováveis

14.1.1. Composição

	Controladora			
	2019			2018
	Provisão	Depósito judicial	Provisões líquidas	Provisões líquidas
Trabalhistas	15.744	(3.550)	12.194	18.598
Fiscais	19.094	(912)	18.182	17.570
Cíveis	2.058	(287)	1.771	89
Ambientais	6.216	(225)	5.991	5.994
	43.112	(4.974)	38.138	42.251

	Consolidado			
	2019			2018
	Provisão	Depósito judicial	Provisões líquidas	Provisões líquidas
Trabalhistas	16.330	(3.604)	12.726	18.712
Fiscais	19.094	(912)	18.182	17.570
Cíveis	2.058	(287)	1.771	89
Ambientais	6.216	(225)	5.991	5.994
	43.698	(5.028)	38.670	42.365

14.1.2. Movimentação

	Controladora				
	Trabalhistas	Fiscais	Cíveis	Ambientais	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2018	18.598	17.570	89	5.994	42.251
Contingências					
Provisões	3.248	-	1.821	-	5.069
Reversões	(1.170)	-	(216)	(227)	(1.613)
Variações monetárias	1.247	670	149	234	2.300
Acordos / pagamentos	(9.583)	-	-	-	(9.583)
	(6.258)	670	1.754	7	(3.827)
Depósitos judiciais					
Variações monetárias	(81)	(58)	(38)	-	(177)
(Adições)	(1.263)	-	(34)	(10)	(1.307)
Baixas	1.198	-	-	-	1.198
	(146)	(58)	(72)	(10)	(286)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	12.194	18.182	1.771	5.991	38.138

	Consolidado				
	Trabalhistas	Fiscais	Cíveis	Ambientais	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2018	18.712	17.570	89	5.994	42.365
Contingências					
Provisões	3.781	-	1.821	-	5.602
Reversões	(1.268)	-	(216)	(227)	(1.711)
Variações monetárias	1.272	670	149	234	2.325
Acordos / pagamentos	(9.629)	-	-	-	(9.629)
	(5.844)	670	1.754	7	(3.413)
Depósitos judiciais					
Variações monetárias	(87)	(58)	(38)	-	(183)
Adições	(1.357)	-	(34)	(10)	(1.401)
Baixas	1.302	-	-	-	1.302
	(142)	(58)	(72)	(10)	(282)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	12.726	18.182	1.771	5.991	38.670

a) Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2019, as contingências trabalhistas líquidas somam R\$ 12.194 na Controladora (R\$ 18.598 em 31 de dezembro de 2018) e R\$ 12.726 no Consolidado (R\$ 18.712 em 31 de dezembro de 2018), e referem-se a ações movidas por ex-empregados e terceirizados, envolvendo horas extras, periculosidade, equiparação salarial, pagamento de verbas rescisórias entre outras.

As constituições referem-se a novas ações e reavaliações por parte dos assessores jurídicos da Companhia decorrentes de sentença desfavoráveis no exercício, bem como em função de decisão do Tribunal Superior do Trabalho, que modificou o critério para atualização de débitos trabalhistas. As baixas do exercício referem-se a encerramentos de ações no curso normal dos processos e/ou mediante celebração de acordos judiciais.

b) Fiscais

Em 31 de dezembro de 2019, as provisões para riscos fiscais com expectativa de perda provável são referentes:

- i. Auto de infração referente à destinação para incentivo fiscal do Fundo de Investimentos da Amazônia (FINAM) dos recolhimentos do imposto sobre lucro inflacionário, efetuados nos meses de janeiro, fevereiro e março de 2000. A Receita Federal distribuiu o processo administrativo nº 19515.003540/2005-96 em face da Companhia, que em primeira instância foi julgado procedente os recolhimentos dos meses de janeiro e fevereiro, permanecendo provisionado o montante relativo a março de 2000, atualizado para 31 de dezembro de 2019, no montante de R\$ 3.017 (R\$2.967 em 31 de dezembro de 2018);
- ii. Processo administrativo nº 10880.723970/2011-33, que trata de pedidos eletrônicos de restituição ou ressarcimento de créditos de COFINS do ano de 2004. Foi apresentado recurso administrativo em razão de parte dos valores não terem sido homologados pela Receita Federal, valores estes que totalizam em 31 de dezembro de 2019 R\$ 13.264 (R\$ 13.039 em 31 de dezembro de 2018);
- iii. Processo administrativo nº 16349.720107/2011-38, que trata de pedidos eletrônicos de restituição ou ressarcimento de créditos de COFINS do ano de 2001. Foi apresentado recurso administrativo em razão de parte dos valores não terem sido homologados pela Receita Federal, valores estes que totalizam em 31 de dezembro de 2019, R\$ 475 (R\$ 467 em 31 de dezembro de 2018);
- iv. Processo administrativo nº 16349.720176/2012-22, que trata de pedidos eletrônicos de restituição ou ressarcimento de créditos de PIS e de COFINS. Foi indeferido em primeira

instância, foi apresentado recurso administrativo em razão de os valores não terem sido homologados pela Receita Federal, valores estes que, atualizados para 31 de dezembro de 2019, totalizam R\$ 1.358 (R\$ 1.097 em 31 de dezembro de 2018);

- v. Mandado de Segurança nº 0900033-03.2005.4.03.6100 impetrado em face da União para afastar a incidência da CIDE sobre os pagamentos efetuados no exterior em razão do contrato firmado para prestação de serviços de consultoria financeira, os valores, atualizados para 31 de dezembro de 2019, totalizam R\$ 910 (R\$ 851 em 31 de dezembro de 2018).

c) Ambientais

Em 31 de dezembro de 2019, as principais provisões relativas aos riscos ambientais com expectativas de perda provável são referentes:

- i. Ação para compensação de impactos ambientais movida pelo Município de Santo Inácio. A Companhia está em discussão para formalização de um TAC que será submetido ao Juiz para homologação, colocando fim à Ação Civil Pública no montante atualizado para 31 de dezembro de 2019, no montante de R\$ 3.533 (R\$ 3.208 em 31 de dezembro de 2018);
- ii. Ações ajuizadas para declarar nulo os autos de infração nº 246.946-D e nº 246.947-D lavrado pelo IBAMA em face da UHE Canoas I e II, o valor atualizado para 31 de dezembro de 2019 é no montante de R\$ 1.783 (R\$ 659 em 31 de dezembro de 2018);
- iii. Provisão para indenização por danos materiais e morais de ações ajuizadas por supostos pescadores profissionais, o valor atualizado para 31 de dezembro de 2019 é no montante de R\$ 898 (R\$ 1.058 em 31 de dezembro de 2018).

14.2. Contingências possíveis

	Controladora		Consolidado	
	2019	2018	2019	2018
Trabalhistas	5.267	6.062	5.267	6.240
Fiscais	135.033	146.245	135.033	146.245
Ambientais	32.661	29.405	32.661	29.405
Regulatórias	123.029	104.363	123.029	104.363
Cíveis	2.791	5.737	2.791	5.737
	298.781	291.812	298.781	291.990

a) Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2019, as contingências trabalhistas com expectativa de perda possível estão avaliadas no montante de R\$ 5.267 (R\$ 6.062 em 31 de dezembro de 2018) na Controladora e R\$ 5.267 (R\$ 6.240 em 31 de dezembro de 2018) no Consolidado.

A variação na rubrica de contingências trabalhistas é decorrente de correção e variação monetária.

b) Fiscais

Em 31 de dezembro de 2019, as principais contingências fiscais com expectativa de perda possível são:

- i. Mandado de Segurança nº 0025355-84.2004.4.03.6100, impetrado em face do Delegado da Receita Federal de Administração Tributária em São Paulo, visando à concessão de liminar/segurança para ser reconhecido o direito da Companhia de, por força de denúncia

espontânea prevista no artigo 138 do Código Tributário Nacional (CTN), não se sujeitar à multa de mora na quitação de seus débitos de PIS, IRPJ, CSLL e IOF mediante pagamentos e compensações. Débitos com exigibilidade suspensa por depósitos judiciais e perda possível avaliada em R\$ 9.669 (R\$ 9.348 em 31 de dezembro de 2018);

- ii. Processos administrativos originados de pedidos de restituição e compensação de saldo negativo de tributos (IRPJ, IRRF e CSLL), bem como de tributos pagos a maior. Em todos os casos a Companhia apresentou manifestações de inconformidade e/ou recurso voluntário as quais aguardam julgamento. Valor classificado como possível de R\$ 67.444 (R\$ 74.013 em 31 de dezembro de 2018);
- iii. Autos de Infração que discutem para cobrança de CSLL referente aos anos calendário de 2008 e 2009 respectivamente. Em ambos os casos foi apresentado Recurso Voluntário que está pendente de julgamento pelo Conselho de Contribuintes. Os valores atualizados para 31 de dezembro de 2019, totalizam R\$ 48.114 (R\$ 41.154 em 31 de dezembro de 2018).

O montante de R\$ 9.806 está pulverizado em vários outros processos (R\$ 11.015 em 31 de dezembro de 2018).

c) Ambientais

As contingências ambientais com expectativas de perda possível referem-se a Autos de Infração lavrados pelo Instituto Ambiental do Paraná (IAP) e pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), relativos a supostas infrações ambientais ocorridas nas Usinas Chavantes, Canoas I, Canoas II, Taquaruçu e Capivara. A Companhia apresentou recursos administrativos e ajuizou ações judiciais visando declarar a nulidade das multas.

O valor atualizado para 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 32.504 (R\$ 29.405 em 31 de dezembro de 2018).

d) Regulatórias

Em 31 de dezembro de 2019, as contingências regulatórias com expectativa de perda possível são:

- i. Por conta da recusa da Companhia em pagar os valores em disputa na Ação Ordinária mencionada na nota explicativa nº 13 ("Encargos de Uso da Rede Elétrica"), a Aneel autuou a Rio Paranapanema por meio do Auto de Infração nº 014/2009-SFG por supostamente não ter a Companhia (i) firmado os Cusd com as concessionárias de distribuição; e (ii) não ter quitado o passivo da TUSD-g acumulado de julho de 2004 a junho de 2009. Por conta disso, a Companhia ajuizou Mandado de Segurança para suspender a cobrança da multa imposta, tendo sido a liminar deferida em junho de 2009. Em junho de 2013, a sentença denegou o pedido de liminar feito pela Rio Paranapanema no Mandado de Segurança impetrado, mantendo-se a multa imposta pela Aneel. Em outubro de 2013 a Companhia requereu no processo a suspensão da exigibilidade da multa até o julgamento definitivo do Mandado de Segurança, mediante o depósito do valor integral e atualizado da multa objeto da ação. Em dezembro de 2013, a Companhia interpôs recurso de apelação o qual ainda está pendente de julgamento. A classificação é de perda possível, e o valor é de R\$ 36.846 (R\$35.477 em 31 de dezembro de 2018);
- ii. Em 2002, AES Sul distribuidora de energia elétrica ingressou com ação judicial visando não se sujeitar a aplicação retroativa da Resolução 288 da Aneel. A Companhia pode ser impactada por eventual decisão favorável à distribuidora e o valor atualizado em 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 44.211 (R\$ 41.223 em 31 de dezembro de 2018);
- iii. Entre 2010 e 2012, uma associação de distribuidoras e uma distribuidora ingressaram com ações judiciais visando anular os despachos da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF)/Aneel nº 2.517/2010 e 1.175/2012, respectivamente. A Companhia pode

ser impactada por eventuais decisões favoráveis às distribuidoras. O valor atualizado em 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 17.100 (R\$ 16.656 em 31 de dezembro de 2018);

- iv. Em 2011, a associação das distribuidoras ingressou com ação judicial visando anular os despachos da SFF/Aneel nº 1.608/2011. A Companhia pode ser impactada por eventuais decisões favoráveis às distribuidoras. O valor atualizado em 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 8.630 (R\$ 8.406 em 31 de dezembro de 2018);
- v. Trata-se de mandado de segurança impetrado pela Rio Paranapanema em face da Aneel, requerendo que não fosse alcançada pelos efeitos da recontabilização determinada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, nos parâmetros de TEIF e IP constantes das Portarias SPE/MME 119/15 e 156/15, desconsiderando os valores TEIF e IP publicados equivocadamente no anexo I da Portaria SPE/MME 156/15. Os autos aguardam julgamento. O valor atualizado em 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 3.239.

e) Cíveis

As contingências cíveis com expectativa de perda possível referem-se a ações indenizatórias decorrentes do alagamento ocorrido pelas fortes chuvas na UHE Rosana, ações de execução de contrato de prestação de serviços e ação indenizatória que discute a cláusula de preço contratada para realização de obras pela empresa LIX referidas ações totalizam um montante de R\$ 2.791 em 31 de dezembro de 2019 (R\$ 5.737 em 31 de dezembro de 2018). Em relação ao caso da LIX a sentença julgou parcialmente favorável os pedidos formulados pela LIX de forma que o valor envolvido na ação foi reduzido.

15. ENCARGOS SETORIAIS

As obrigações a recolher provenientes de encargos estabelecidos pela legislação do setor elétrico são as seguintes:

	Controladora			
	2019		2018	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Compensação financeira de recursos hídricos (CFURH)	4.719	-	8.908	-
Pesquisa e desenvolvimento (P&D)	5.403	15.216	12.386	12.059
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE)	554	-	462	-
	10.676	15.216	21.756	12.059

	Consolidado			
	2019		2018	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Compensação financeira de recursos hídricos (CFURH)	4.719	-	8.908	-
Pesquisa e desenvolvimento (P&D)	5.403	15.216	12.386	12.059
Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica (TFSEE)	562	-	469	-
	10.684	15.216	21.763	12.059

15.1. Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (CFURH)

A CFURH foi criada pela Lei nº 7.990/1989 e destina-se a compensar os Estados, o Distrito Federal e os municípios afetados pela perda de terras produtivas, ocasionadas por inundação de áreas na construção de reservatórios de usinas hidrelétricas. Também são beneficiados pela compensação financeira os órgãos da administração direta da União.

15.2. Taxa de fiscalização do serviço de energia elétrica (TFSEE)

A TFSEE foi instituída pela Lei nº 9.427/1996, e equivale a 0,4% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, permissionária ou autorizado do serviço público de energia elétrica. O valor anual da TFSEE é estabelecido pela Aneel com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades. A TFSEE fixada anualmente é paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias. Sua gestão fica a cargo da Aneel.

15.3. Pesquisa e desenvolvimento (P&D)

De acordo com o Contrato de Concessão, Lei nº 9.991/2000, artigo 24 da Lei nº 10.438/2002 e artigo 12 da Lei nº 10.848/2004, as empresas concessionárias ou permissionárias de serviço público de distribuição, geração ou transmissão de energia elétrica, assim como as autorizadas à produção independente de energia elétrica, exceto aquelas que geram energia exclusivamente a partir de pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, cogeração qualificada, usinas eólicas ou solares, devem aplicar o montante mínimo de 1% (um por cento) de sua Receita Operacional Líquida em Pesquisa e Desenvolvimento do Setor de Energia Elétrica e Eficiência Energética (no caso das Distribuidoras), segundo os procedimentos e regulamentos estabelecidos pela Aneel.

Em consonância com a Resolução Normativa nº 605/2014 da Aneel, a Companhia tem apresentado os gastos com P&D no grupo das deduções da receita bruta.

Para fins de reconhecimento dos investimentos realizados a empresa de energia elétrica deve encaminhar ao final dos projetos um relatório de auditoria contábil e financeira e um Relatório Técnico específicos dos projetos de P&D para avaliação final e parecer da Aneel.

16. DIVIDENDOS

16.1. Movimentação

	Controladora e consolidado			
	2018	Dividendos a pagar	Dividendos pagos	2019
Rio Paranapanema Participações S.A.	116.328	235.792	(231.757)	120.363
Acionistas não controladores	6.072	9.338	(9.193)	6.217
	122.400	245.130	(240.950)	126.580

17. JUROS SOBRE CAPITAL PRÓPRIO A PAGAR

17.1. Movimentação

	Controladora e Consolidado			
	2018	JSCP a pagar	JSCP pagos	2019
Rio Paranapanema Participações S.A.	60.503	55.600	(60.503)	55.600
Acionistas não controladores	2.511	2.200	(2.383)	2.328
	63.014	57.800	(62.886)	57.928

18. PARTES RELACIONADAS

18.1. Remuneração do pessoal-chave da Administração

Em 26 de abril de 2019, em Assembleia Geral Ordinária (AGO), foi aprovado o valor da remuneração anual da Administração da Companhia no montante global de até R\$ 5.850 para 2019, sendo distribuído da seguinte forma: (a) R\$ 950 para o Conselho de Administração; (b) R\$ 3.600 para a Diretoria e (c) R\$ 1.300 para o Conselho Fiscal.

Segue detalhe da remuneração relacionada às pessoas-chave da Administração:

	Controladora e Consolidado	
	2019	2018
Benefícios de curto prazo para administradores	2.209	3.649
Benefícios pós-emprego	68	104
Conselho fiscal	1.109	1.108
	3.386	4.861

A variação negativa no saldo de benefícios de curto prazo para administradores deve-se a rescisão de administradores no período.

18.2. Compartilhamento de despesas e prestação de serviços

A Companhia possui contrato de compartilhamento de despesas com a sua Controladora Rio Paranapanema Participações S.A.

A partir de 16 de janeiro de 2018, de acordo com o Despacho Aneel n.º 91, a Companhia passou a fazer parte do contrato de compartilhamento de recursos humanos junto à China Three Gorges Brasil Energia Ltda. e suas subsidiárias Rio Paraná Energia S.A., Rio Canoas Energia S.A. e Rio Verde Energia S.A., contrato este que foi previamente aprovado pelo Despacho Aneel n.º 2.018, de 10 de julho de 2017 e segue as determinações da Resolução Normativa Aneel n.º 699, de 26 de janeiro de 2016. Os efeitos desse contrato de compartilhamento de despesas ocorreram a partir de fevereiro de 2019.

A Companhia possui contrato de prestação de serviços administrativos junto à CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda, e anuído pela Aneel conforme Despacho n.º 2.756, de 28 de novembro de 2018, que segue as determinações da Resolução Normativa Aneel n.º 699, de 26 de janeiro de 2016 no intuito de criar sinergia entre os recursos, atendendo de maneira mais eficiente e econômica aos interesses das partes.

	Controladora			Consolidado		
	Circulante			Circulante		
	2019		2018	2019		2018
	Contas a receber Circulante	Contas a Pagar Circulante	Contas a receber Circulante	Contas a receber Circulante	Contas a Pagar Circulante	Contas a receber Circulante
Coligadas						
Rio Paranapanema Participações S.A.	474	-	500	474	-	500
CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda.	-	404	-	-	471	-
China Three Gorges Brasil Energia Ltda.	-	1.360	-	-	1.360	-
	474	1.764	500	474	1.831	500

18.3. Movimentação do resultado

	Controladora			
	2019			2018
	Compartilhamento de despesas	Prestação de Serviços	Total	Compartilhamento de despesas
Coligadas				
Rio Paranapanema Participações S.A.	3.973	-	3.973	9.495
CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda.	-	(4.926)	(4.926)	-
China Three Gorges Brasil Energia Ltda.	(13.656)	-	(13.656)	-
	(9.683)	(4.926)	(14.609)	9.495

	Consolidado			
	2019			2018
	Compartilhamento de despesas	Prestação de Serviços	Total	Compartilhamento de despesas
Coligadas				
Rio Paranapanema Participações S.A.	3.973	-	3.973	9.495
CTG Brasil Serviços Administrativos Ltda.	-	(5.742)	(5.742)	-
China Three Gorges Brasil Energia Ltda.	(13.656)	-	(13.656)	-
	(9.683)	(5.742)	(15.425)	9.495

18.4. Garantias em operações comerciais

Na medida em que clientes da Companhia e sua Controlada necessitam de garantias em operações comerciais a Rio Paranapanema Participações S.A. é a garantidora das operações. O montante de garantias emitidos pela Rio Paranapanema Participações S.A. em dezembro de 2019 é de R\$ 56.877 (R\$ 55.546 e R\$ 1.807 respectivamente em 31 de dezembro de 2018).

19. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

19.1. Capital social subscrito e integralizado

Em 31 de dezembro de 2019 e 2018, o capital social autorizado da Companhia é de R\$ 2.355.580, sendo R\$ 785.193 em ações ordinárias e R\$ 1.570.387 em ações preferenciais, todas nominativas escriturais e sem valor nominal.

O capital social subscrito e integralizado é de R\$ 839.138 (R\$ 839.138 em 31 de dezembro de 2019) dividido em 94.433.283 (noventa e quatro milhões, quatrocentos e trinta e três mil, duzentas e oitenta e três) ações, sendo 31.477.761 (trinta e um milhões, quatrocentas e setenta e sete mil, setecentas e sessenta e uma) ações ordinárias e 62.955.522 (sessenta e dois milhões, novecentas e cinquenta e cinco mil, quinhentas e vinte e duas) ações preferenciais, todas nominativas escriturais, sem valor nominal.

	Posição Acionária em 31/12/2019 (Em ações unitárias)					
	Ordinárias	%	Preferenciais	%	Total	%
Acionistas						
Rio Parapanema Participações S.A.	31.180.725	99,06	59.655.272	94,76	90.835.997	96,19
Vinci Gas Dividendos Fundo de Investimento em ações	2.800	0,01	937.600	1,49	940.400	1,00
Demais pessoas físicas e jurídicas	294.236	0,93	2.362.650	3,74	2.656.886	2,81
	31.477.761	100,00	62.955.522	99,99	94.433.283	100,00

As ações preferenciais possuem as seguintes características:

- Prioridade de reembolso no capital, sem direito a prêmio no caso de liquidação da Companhia;
- Dividendo prioritário, não cumulativo, de 10% ao ano calculado sobre o capital próprio a esta espécie de ações;
- Direito de serem incluídas na oferta pública de alienação de controle, nas condições previstas no artigo 254-A da Lei nº 6.404/1976;
- Direito de indicar um membro do Conselho Fiscal, e respectivo suplente, escolhidos pelos titulares das ações, em votação em separado;
- Direito de participar dos aumentos de capital, decorrentes da capitalização de reservas e lucros, em igualdade de condições com as ações ordinárias;
- Não terão direito a voto e serão irredimíveis, enquanto cada ação ordinária nominativa terá direito a 1 (um) voto nas deliberações das Assembleias Gerais.

19.2. Reservas de capital

	Controladora e Consolidado	
	2019	2018
Ágio na subscrição de ações	468	468
Conta cisão	(6.418)	(6.418)
Ágio na incorporação de sociedade controladora	103.838	103.838
Pagamento baseado em ações	1.720	1.720
Reserva especial - Reorganização societária - Aquisição Rio Sapucaí-Mirim Energia	17.196	17.196
	116.804	116.804

19.3. Reservas de lucros

	Controladora e Consolidado	
	2019	2018
Reserva legal	150.471	150.471
Plano de pensão	7.907	7.326
	158.378	157.797

19.4. Lucros acumulados

a) Formação de lucros acumulados no exercício

	Controladora e Consolidado	
	2019	2018
Lucro líquido no período	246.390	255.911
Depreciação (custo atribuído)	97.230	89.734
Baixas (custo atribuído)	3.891	(305)
IRPJ/CSLL diferidos (custo atribuído)	(34.381)	(30.406)
	313.130	314.934

b) Destinação dos lucros acumulados no exercício

	Controladora e Consolidado	
	2019	2018
Dividendos intermediários	(120.000)	(120.000)
Juros sobre capital próprio a pagar (JSCP)	(68.000)	(74.000)
Dividendos propostos	(125.130)	(120.934)
	(313.130)	(314.934)

19.5. Valor por ação dos dividendos e JSCP

Deliberação	Provento	Montante	Valor por ação - R\$	
			PN	ON
AGE de 20/12/2019	Juros sobre capital próprio	68.000	0,72009	0,72009
AGE de 12/12/2019	Dividendos	120.000	1,27074	1,27074
AGO de 26/04/2019	Dividendos	120.934	1,28063	1,28063
AGE de 31/12/2018	Juros sobre capital próprio	74.000	0,78362	0,78362
AGE de 22/11/2018	Dividendos	120.000	1,27074	1,27074
AGO de 27/04/2018	Dividendos	122.649	1,29879	1,29879

De acordo com o Estatuto Social da Companhia, a distribuição dos resultados apurados em 30 de junho e 31 de dezembro de cada ano far-se-á semestralmente, em Assembleia Geral, ou em períodos inferiores, caso o Conselho de Administração delibere a distribuição de dividendos trimestrais ou intermediários. Caberá à Assembleia Geral deliberar, até 31 de outubro de cada ano, sobre a distribuição de dividendos baseados nos resultados apurados no balanço semestral de 30 de junho, conforme estipulado no Estatuto Social, respeitado o disposto no parágrafo 3º do artigo 205 da Lei nº 6.404/1976.

O Conselho de Administração poderá deliberar a distribuição de dividendos trimestrais, com base em balanço especial levantado para esse fim, desde que o total dos dividendos pagos em cada semestre civil não exceda o montante das reservas de capital de que trata o parágrafo 1º do artigo 182 da Lei nº 6.404/1976.

Mediante deliberação do Conselho de Administração, poderão ser declarados dividendos intermediários à conta de lucros acumulados ou de reserva de lucros existentes no último balanço anual ou semestral já aprovado pela Assembleia Geral.

Antes da distribuição dos dividendos serão deduzidos 5% (cinco por cento) para constituição da reserva legal, até o limite de 20% (vinte por cento) do capital social.

Após a dedução para a reserva legal, os lucros líquidos distribuir-se-ão na seguinte ordem:

- i. dividendo de até 10% (dez por cento) ao ano às ações preferenciais, a ser rateado igualmente entre elas, calculado sobre o capital próprio a esta espécie de ações;
- ii. dividendo de até 10% (dez por cento) ao ano às ações ordinárias, a ser rateado igualmente entre elas, calculado sobre o capital próprio a esta espécie de ações;
- iii. distribuição do saldo remanescente às ações ordinárias e preferenciais, em igualdade de condições.

Os dividendos intermediários foram aprovados em AGE realizada em 12 de dezembro de 2019, a qual referendou a proposta da Administração da Companhia quanto à declaração de dividendos intermediários no montante global de R\$ 120.000, debitado integralmente à conta de lucro líquido do exercício, e alocado às ações preferenciais ou ordinárias à razão de R\$ 1,27074 por ação, em cumprimento ao disposto no item (ii), do artigo 5º e no artigo 28º, do Estatuto Social da Companhia e pago em 19 de dezembro de 2019 e, portanto, sem incidência de correção sobre o valor creditado aos acionistas entre a data de declaração, na AGE, e o efetivo crédito aos acionistas, considerado como adiantamento para fins do cômputo de aferição do dividendo prioritário fixo atribuível às ações preferenciais na AGO de 2019 da Companhia, conforme previsão estatutária e legal.

Os juros sobre capital próprio foram aprovados em AGE realizada em 20 de dezembro de 2019, a qual aprovou a proposta da Administração da Companhia no montante de R\$ 68.000, imputáveis aos dividendos mínimos obrigatórios a serem pagos pela Companhia relativos ao exercício social a se encerrar em 31 de dezembro de 2019, atendendo os limites fiscais nos termos do artigo 9º da lei nº 9.249/95, conforme alterada, cabendo aos acionistas o valor bruto de R\$ 0,72009 por ação ordinária ou preferencial, tendo em vista que o resultado da Companhia esperado para o exercício de 2019 atinge o percentual previsto no Estatuto Social da Companhia aplicável aos dividendos prioritários fixos a ser distribuído às ações preferenciais.

20. PLANO DE PENSÃO E APOSENTADORIA

20.1. Contribuição definida

No plano de contribuição definida, a Rio Paranapanema Energia S.A. faz contribuições mensais contratuais para o plano de previdência privado conforme opção do colaborador para esse benefício. A Rio Paranapanema Energia não tem qualquer obrigação adicional de pagamento depois que a contribuição é efetuada. As contribuições são reconhecidas como despesa de benefícios a empregados, quando devidas, cujo montante foi de R\$ 219 (R\$ 167 em 31 de dezembro de 2018).

20.2. Benefício definido

A Companhia patrocina planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados e ex-empregados. A Fundação CESP é a entidade responsável pela administração dos planos de benefícios supracitados.

O Plano de Suplementação de Aposentadorias e Pensão – PSAP Rio Paranapanema é estruturado na modalidade de Benefício definido, criado em 1º de setembro de 1999 e encontra-se aberto à novas adesões para os empregados da Rio Paranapanema Energia S.A. O plano garante uma suplementação do benefício do INSS mediante a aposentadoria e invalidez aos empregados inscritos no plano, conforme as regras definidas pelo Regulamento do Plano, atualmente está aberto para a entrada de novos participantes.

O custeio do plano é determinado pelo Regulamento através das contribuições dos participantes, aposentados e patrocinadores.

A Companhia designou a empresa Mercer Human Resource Consulting Ltda., atuária independente, para conduzir a avaliação atuarial anual, visando determinar os passivos e custos que os mesmos representam, com base nas regras estabelecidas no CPC 33 (R1) (Benefícios a empregados), obrigatório para as Sociedades Anônimas de capital aberto pela Deliberação CVM nº 695/2012. Durante este processo, todas as premissas atuariais foram revisadas. A avaliação atuarial adotou o método do crédito unitário projetado e o ativo líquido do plano é avaliado pelo valor justo.

As obrigações com a Fundação CESP (uma das entidades administradoras dos planos de benefícios), referente ao Plano com Benefício Definido, são registradas no passivo não circulante na rubrica de plano de pensão e aposentadoria.

20.2.1. Conciliação dos ativos / (passivos) a serem reconhecidos no balanço patrimonial

	Controladora e Consolidado	
	2019	2018
Valor presente das obrigações atuariais total ou parcialmente cobertas	(374.896)	(290.567)
Valor justo dos ativos	356.431	320.762
Potencial ativo a ser reconhecido no balanço patrimonial antes do ajuste	(18.465)	30.195
Efeito do limite do ativo devido	-	(30.195)
Passivo reconhecido no balanço patrimonial após o ajuste	(18.465)	-

Durante o exercício de 2019, a Companhia contabilizou em seu passivo de longo prazo o valor de R\$ 18.465 em contrapartida ao patrimônio líquido (outros resultados abrangentes), conforme estabelecido pelo CPC 33 (R1) (Benefícios a empregados).

Esse efeito ocorreu em função da redução da taxa de desconto utilizada, seguindo determinações do CPC 33, no cálculo atuarial do PSAP – Rio Paranapanema (7,08% a.a. em 2019 e 9,77% a.a. em 2018), impactando de forma significativa a projeção de passivo atuarial do plano. O impacto foi suavizado em função do crescimento acima do esperado do ativo atuarial, devido a boa rentabilidade da carteira de investimento constituída para saldar o plano de aposentadoria patrocinado pela Companhia.

20.2.2. Movimento do (passivo)/ativo a ser reconhecido no balanço patrimonial

	Controladora e Consolidado	
	2019	2018
Despesa do exercício	(1.841)	(2.061)
Contribuições da empresa realizadas no exercício	931	886
(Perda)/ganho reconhecido imediatamente - efeito no patrimônio líquido	(50.700)	(2.800)
Variação do efeito do limite do ativo - efeito no patrimônio líquido	33.145	3.975
Passivo a ser reconhecido no final do exercício	(18.465)	-

20.2.3. Evolução do valor presente das obrigações no final do exercício

	Controladora e Consolidado	
	2019	2018
Valor presente das obrigações no início do exercício	290.567	258.654
Custo do serviço corrente	2.787	3.124
Da Rio Parapanema Energia	1.941	2.164
Contribuições dos empregados	846	960
Custo dos juros	27.565	25.478
Benefícios pagos no exercício	(15.645)	(15.056)
Perda/(ganho) no passivo	69.622	18.367
Valor presente das obrigações no final do exercício	374.896	290.567

20.2.4. Evolução do valor justo dos ativos no final do exercício

	Controladora e Consolidado	
	2019	2018
Valor justo dos ativos ajustado	320.762	289.678
Rendimento real dos ativos	49.537	44.294
Rendimento esperado	30.615	28.727
Ganho/(Perda)	18.922	15.567
Contribuições no exercício	1.777	1.846
Benefícios pagos no exercício	(15.645)	(15.056)
Valor justo dos ativos no final do exercício	356.431	320.762

20.2.5. Evolução do limite do ativo

	Controladora e Consolidado	
	2019	2018
Limite do ativo no início do exercício	30.195	31.024
Juros sobre o limite do ativo	2.950	3.146
Redimensionamento	(33.145)	(3.975)
Total	-	30.195

20.2.6. Despesa anual reconhecida no resultado do exercício

	Controladora e Consolidado	
	2019	2018
Custo do serviço	1.941	2.164
Custo dos juros sobre o valor justo dos ativos	27.565	25.478
Custo dos juros sobre a obrigação de benefício definido	(30.615)	(28.727)
Custo dos juros sobre o limite do ativo	2.950	3.146
Total	1.841	2.061

20.2.7. Remensurações atuariais reconhecidas em outros resultados abrangentes

	Controladora e Consolidado	
	2019	2018
Saldo no início do exercício		
(Ganho)/Perda atuarial em decorrência de premissas financeiras	71.004	3.716
(Ganho)/Perda atuarial em decorrência de premissas demográficas	243	-
(Ganho)/Perda atuarial em decorrência da experiência do Plano	(1.595)	14.651
Rendimento sobre o valor justo do ativo – deduzido dos juros sobre o valor justo do ativo	(18.922)	(15.567)
Alteração do Limite máximo de reconhecimento do ativo/passivo	(33.145)	(3.975)
Saldo no Final do exercício	17.585	(1.175)

20.2.8. Premissas utilizadas nas avaliações atuariais

20.2.8.1. Hipóteses econômicas

	Controladora e Consolidado	
	2019	2018
Taxa de desconto (*)	7,08% ao ano	9,77% ao ano
Taxa de retorno esperado dos ativos	7,08% ao ano	9,77% ao ano
Crescimentos salariais futuros	6,19% ao ano	7,11% ao ano
Crescimento dos benefícios da previdência social e dos limites	3,60% ao ano	4,50% ao ano
Inflação	3,60% ao ano	4,50% ao ano
Fator de capacidade		
Salários	100%	100%
Benefícios	100%	100%

(*) Utilização de taxas nominais

20.2.8.2. Hipóteses demográficas

	Controladora e Consolidado	
	2019	2018
Mortalidade geral	AT-2000 (masculina) suavizada em 10%	AT-2000 (masculina) suavizada em 10%
Entrada em invalidez	Light Fraca suavizada em 30%	AT-1949
Tábua de Entrada em Invalidez	Light Fraca	Light Fraca
Mortalidade de inválidos	AT 49	AT 49
Composição familiar	ExpCF_2014	ExpCF_2014
Idade de aposentadoria	TS: 35 H e 30 M TP: 15 anos	TS: 35 H e 30 M TP: 15 anos
Crescimento Salarial Real	2,50%	2,50%
Crescimento Real da Unidade de Referência	0,92%	0,95%
Rotatividade	ExpR_2012* suavizada em 50%	ExpR_2012*

20.2.9. Dados dos participantes

	Controladora e Consolidado	
	2019	2018
Numero de Participantes		
Ativos	190	169
Aposentados	183	181
Inválidos	15	15
Pensionistas	20	20

20.2.10. Análise de sensibilidade das premissas atuariais

Com a finalidade de verificar o impacto nas obrigações atuariais, que em 31 de dezembro de 2019 foi de R\$ 374.896, a Companhia realizou análise de sensibilidade da principal premissa atuarial, a taxa de desconto, considerando uma variação de 1%, tendo como resultado os seguintes efeitos:

	Taxa de desconto	
	(+1,00%)	(-1,00%)
Impacto na Obrigação de Benefício Definido	(44.631)	55.354
Total da Obrigação de Benefício Definido	330.265	430.250
Duration da obrigação (em anos)	13,77	12,68

20.2.11. Estimativa da despesa de benefício definido para o exercício de 2020

	2020
Custo do serviço corrente	2.944
Custo dos juros	25.886
Rendimento esperado dos ativos do plano	(24.648)
Custo da obrigação de benefício definido	4.182

20.2.12. Outras informações sobre as obrigações atuariais

O valor esperado de contribuições da Companhia para o exercício de 2019 é de R\$ 964 (R\$ 992 em 31 de dezembro de 2018).

Os pagamentos esperados da obrigação de benefício definido para os próximos 10 anos são os seguintes:

1 ano	18.552
Entre 2 e 5 anos	84.796
Entre 5 e 10 anos	129.705

20.2.13. Fundação CESP III

A Companhia é copatrocinadora da Fundação CESP, entidade jurídica sem fins lucrativos que tem por finalidade proporcionar benefícios de suplementação de aposentadoria e pensões, utilizando o regime financeiro de capitalização, de acordo com o qual o valor presente dos benefícios a serem pagos, menos o valor presente das contribuições e rendimentos, determinam as necessidades de reservas.

De acordo com a cláusula 10ª, após a publicação anual do Demonstrativo dos Resultados da Avaliação Atuarial do Plano de Benefícios (DRAA), relativo ao exercício anterior, será comparado ao saldo da

dívida. Sempre que o saldo remanescente for maior que o valor apontado no DRAA como passivo a descoberto do plano, as prestações estipuladas na cláusula 8ª do presente instrumento serão reduzidas na mesma proporção. Caso da comparação retro referida resulte, ao contrário, em um valor menor do que o apontado no DRAA, as prestações estipuladas na cláusula 8ª serão revistas de modo a manter na íntegra a obrigação prevista neste contrato, observada os termos da cláusula 9ª, parágrafo único. Em virtude da apresentação de superávit, o saldo foi reduzido a zero em janeiro de 2007, superávit este verificado até 31 de dezembro de 2020.

O referido contrato é considerado, na sua essência, uma garantia para equacionamento do fluxo de caixa entre a Companhia e a Fundação CESP.

21. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Controladora		Consolidado	
	2019	2018	2019	2018
Receita operacional bruta				
Contratos ACR	-	34.946	-	34.946
Contratos ACL	1.423.041	1.196.114	1.448.631	1.228.935
Mercado de curto prazo (MCP)	91.291	138.435	91.981	139.485
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	13.388	55.754	13.565	55.955
	1.527.720	1.425.249	1.554.177	1.459.321
Outras receitas	289	337	290	338
	1.528.009	1.425.586	1.554.467	1.459.659
Deduções à receita operacional				
PIS e COFINS	(136.614)	(121.900)	(137.576)	(123.138)
ICMS	(21.370)	(5.800)	(21.370)	(5.800)
P&D	(13.041)	(11.859)	(13.041)	(11.859)
	(171.025)	(139.559)	(171.987)	(140.797)
Receita operacional líquida	1.356.984	1.286.027	1.382.480	1.318.862

A receita operacional bruta totalizou R\$ 1.554,5 milhões em 2019, acréscimo de 6,5% em comparação ao ano anterior, basicamente devido ao aumento nas receitas com contratos bilaterais de venda de energia que foram possíveis graças a um maior volume disponível ocasionado por um melhor GSF nos primeiros meses do ano, boas oportunidades de preço e, também, encerramentos de contratos de Leilão.

22. ENERGIA ELÉTRICA VENDIDA E COMPRADA E ENCARGOS DE USO DA REDE

22.1. Energia elétrica vendida

	Controladora			
	2019		2018	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Contratos ACL	8.092.040	1.423.041	7.179.296	1.196.114
Contratos ACR	-	-	215.079	34.946
Mercado de curto prazo (MCP)	390.159	91.291	233.079	138.435
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	1.131.183	13.388	4.647.342	55.754
	9.613.383	1.527.720	12.274.796	1.425.249

	Consolidado			
	2019		2018	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Contratos ACL	8.092.040	1.448.631	7.310.696	1.228.935
Contratos ACR	-	-	215.079	34.946
Mercado de curto prazo (MCP)	517.411	91.981	234.181	139.485
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	1.223.659	13.565	4.664.357	55.955
	9.833.110	1.554.177	12.424.313	1.459.321

(*) Não auditados pelos auditores independentes

A tabela a seguir resume os volumes em MWm de energia assegurada contratadas pelo Grupo no ACL e ACR em 31 de dezembro de 2019.

	Controladora		Controlada	
	MWm (*)		MWm (*)	
	2019	2018	2019	2018
Energia disponível para venda	984	981	16	16
ACR	0	25	0	0
2016 (3 anos)	0	25	0	0
ACL	746	720	15	14
Contratos bilaterais de venda de energia	916	819	15	15
Contratos bilaterais de compra de energia	170	99	0	1
Energia livre para contratação	238	237	1	2
Percentual de energia contratada	75,8%	75,9%	91,7%	87,3%

(*) Não auditados pelos auditores independentes

22.2. Energia elétrica comprada

	Controladora			
	2019		2018	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Contratos bilaterais	1.493.123	289.703	868.094	251.831
Mercado de curto prazo (MCP)	84.466	20.254	11.541	7.249
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	1.067.281	17.040	-	-
	2.644.870	326.997	879.635	259.080

	Consolidado			
	2019		2018	
	MWh (*)	R\$	MWh (*)	R\$
Contratos bilaterais	1.496.099	290.400	877.646	256.214
Mercado de curto prazo (MCP)	102.838	24.921	19.292	10.551
Mecanismo de realocação de energia (MRE)	930.236	17.539	38.318	699
	2.529.172	332.860	935.257	267.464

(*) Não auditados pelos auditores independentes

O saldo de energia elétrica comprada para revenda é reflexo decorrente principalmente pela piora do cenário hidrológico nos últimos meses do ano de 2019.

22.3. Encargos de uso da rede elétrica

	Controladora		Consolidado	
	2019	2018	2019	2018
Tust	116.902	112.143	116.902	112.143
Tusd-g	14.343	11.603	14.914	12.278
Encargos de conexão	190	139	191	139
	131.435	123.885	132.007	124.560

As tarifas devidas pela Companhia e sua Controlada e estabelecidas pela Aneel são: Tust, Tusd-g e Encargos de Conexão (vide nota explicativa nº 12).

A Tust remunera o uso da Rede Básica, que é composta por instalações de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV. A parte de cada empresa do total do encargo é calculada com base em: (i) valor comum a todos os empreendimentos (selo), referente a um valor estimado em 80% do encargo Tust, e (ii) valor que considera a proximidade do empreendimento de geração em relação aos grandes centros consumidores no caso da geração ou a proximidade em relação aos grandes centros geradores no caso das distribuidoras ou consumidores livres (locacional), referente a aproximadamente 20% do encargo Tust. As usinas que pagam Tust são: UHEs Jurumirim, Capivara, Chavantes e Taquaruçu, pois estão ligadas diretamente à Rede Básica.

A Tusd-g remunera o uso do sistema de distribuição de uma concessionária de distribuição específica. As concessionárias de distribuição operam linhas de energia em baixa e média tensão que são utilizadas pelos geradores para ligar suas usinas à Rede Básica ou a centros de consumo. As usinas da Companhia que pagam Tusd-g para acessar os centros de consumo, são: UHEs Rosana (que se encontra na área de concessão da Elektro Eletricidade e Serviços S.A.) e Canoas I, Canoas II e Salto Grande (que se encontram na área de concessão da Energisa Sul-Sudeste Distribuidora de Energia S.A., antiga Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.). As PCHs Retiro e Palmeiras (que se encontram na área de concessão da CPFL Paulista) também estão sujeitas a este pagamento.

Os encargos de conexão são pagos mensalmente à CTEEP devido ao uso de instalações na tensão de distribuição (entrada de linha em 13,8 kV).

23. RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	2019	2018	2019	2018
Receitas				
Aplicações financeiras	60.880	60.738	65.673	65.967
Variações monetárias	4.851	17.871	4.993	18.306
Depósitos judiciais	4.801	4.967	4.942	5.118
Indenização socioambiental	1	175	1	175
Atualização monetária referente a liminar GSF	49	12.729	50	13.013
Juros e descontos obtidos	1.490	252	1.625	306
Outras receitas financeiras	1.487	259	1.501	265
	68.708	79.120	73.792	84.844
Despesas				
Juros sobre debêntures	(88.044)	(103.040)	(88.044)	(103.040)
Variações monetárias	(107.507)	(116.002)	(108.849)	(117.655)
Atualização monetária referente a liminar GSF	(62.122)	(70.317)	(63.439)	(71.944)
Indenização socioambiental	(808)	(949)	(808)	(949)
Provisões para riscos	(2.300)	(2.070)	(2.325)	(2.096)
Tusd-g	(5.492)	(5.573)	(5.492)	(5.573)
Outras	(879)	(640)	(879)	(640)
Debêntures	(35.906)	(36.453)	(35.906)	(36.453)
Despesas plano de pensão	(1.844)	(2.093)	(1.844)	(2.093)
Comissões	(98)	(64)	(103)	(68)
Arrendamento - IFRS 16	(146)	-	(146)	-
Outras despesas financeiras	(5.603)	(7.843)	(5.643)	(7.864)
	(203.242)	(229.042)	(204.629)	(230.720)
	(134.534)	(149.922)	(130.837)	(145.876)

24. APURAÇÃO DO IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

A reconciliação entre a despesa de imposto de renda e de contribuição social pela alíquota nominal e pela efetiva está demonstrada a seguir:

	2019					
	Controladora			Consolidado		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Lucro contábil antes do IRPJ e CSLL		330.969			333.487	
Alíquota nominal do IRPJ e CSLL	25%	9%	34%	25%	9%	34%
IRPJ e CSLL a alíquotas da legislação	82.742	29.787	112.529	83.372	30.014	113.386
Ajustes para cálculo pela alíquota efetiva						
Amortização encargo credor inflacionário	(2.260)	73	(2.187)	(2.260)	73	(2.187)
Despesas indedutíveis	1.497	517	2.014	1.497	517	2.014
Incentivos fiscais	(4.467)	-	-	(4.467)	-	-
Diferenças temporárias no resultado anos anteriores	-	-	-	-	-	-
Equivalência de controladas	424	153	577	424	153	577
Diferença por tributação de lucro presumido em controladas	-	-	-	1.146	515	1.661
PCLD	49	18	67	49	18	67
Juros sobre capital próprio	(17.000)	(6.120)	(23.120)	(17.000)	(6.120)	(23.120)
Outros	(40)	(6)	(46)	(40)	(6)	(46)
IRPJ e CSLL com efeito no resultado	60.945	24.422	85.367	62.721	25.164	87.885
IRPJ e CSLL correntes	97.135	37.450	134.585	98.911	38.192	137.103
IRPJ e CSLL diferidos	(36.190)	(13.028)	(49.218)	(36.190)	(13.028)	(49.218)
Total IRPJ e CSLL com efeito no resultado - ano corrente	60.945	24.422	85.367	62.721	25.164	87.885
IRPJ e CSLL diferidos - ajuste de exercícios anteriores	(793)	5	(788)	(793)	5	(788)
Total IRPJ e CSLL com efeito no resultado	60.152	24.427	84.579	61.928	25.169	87.097
Alíquota efetiva	18%	7%	27%	18,8%	7,5%	27,7%

	2018					
	Controladora			Consolidado		
	IRPJ	CSLL	Total	IRPJ	CSLL	Total
Lucro contábil antes do IRPJ e CSLL		341.005			343.992	
Alíquota nominal do IRPJ e CSLL	25%	9%	34%	25%	9%	34%
IRPJ e CSLL a alíquotas da legislação	85.251	30.690	115.941	85.998	30.959	116.957
Ajustes para cálculo pela alíquota efetiva						
Amortização encargo credor inflacionário	(2.260)	73	(2.187)	(2.260)	73	(2.187)
Despesas indedutíveis	2.048	675	2.723	2.048	675	2.723
Incentivos fiscais	(3.803)	-	(3.803)	(3.803)	-	(3.803)
Diferenças temporárias no resultado anos anteriores	(8)	(3)	(11)	(8)	(3)	(11)
Equivalência de controladas	(1.737)	(625)	(2.362)	(1.737)	(625)	(2.362)
Diferença por tributação de lucro presumido em controladas	-	-	-	1.343	628	1.971
PCLD	-	-	-	-	-	-
Juros sobre capital próprio	(18.500)	(6.660)	(25.160)	(18.500)	(6.660)	(25.160)
Outros	(47)	1	(47)	(47)	1	(47)
IRPJ e CSLL com efeito no resultado	60.944	24.151	85.094	63.034	25.048	88.081
IRPJ e CSLL correntes	106.668	40.611	147.278	108.757	41.508	150.265
IRPJ e CSLL diferidos	(45.724)	(16.460)	(62.184)	(45.724)	(16.460)	(62.184)
Total IRPJ e CSLL com efeito no resultado	60.944	24.151	85.094	63.034	25.048	88.081
Alíquota efetiva	17,9%	7,1%	25,0%	18,3%	7,3%	25,6%

A Controlada é optante pelo regime de tributação pelo lucro presumido e não constitui Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos.

25. LUCRO POR AÇÃO

O cálculo básico e diluído de lucro líquido por ação é feito através da divisão do lucro líquido do exercício, atribuído aos detentores de ações ordinárias e preferenciais da Companhia, pela quantidade média ponderada de ações ordinárias e preferenciais disponíveis durante o exercício.

O quadro a seguir apresenta os dados de resultado e ações utilizados no cálculo do lucro básico e diluído por ação:

	Consolidado	
	2019	2018
Numerador		
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas da Companhia		
Preferenciais	164.259	170.607
Ordinários	82.131	85.304
	246.390	255.911
Denominador (Média ponderada de números de ações)		
Preferenciais	62.955	62.955
Ordinários	31.478	31.478
	94.433	94.433
Resultado básico e diluído por ação		
Preferenciais	2,60915	2,70997
Ordinários	2,60915	2,70997

26. INSTRUMENTOS FINANCEIROS

As operações da Companhia e sua Controlada compreendem a geração e a venda de energia elétrica para companhias distribuidoras e clientes livres. As vendas são efetuadas através dos denominados "contratos bilaterais", assinados em período posterior ao da privatização da Companhia, que determinam a quantidade e o preço de venda da energia elétrica. O preço é reajustado anualmente pela variação do IGP-M e/ou IPCA. Eventuais diferenças entre a quantidade de energia gerada, energia

alocada e o somatório das quantidades vendidas através de contratos são ajustadas através das regras de mercado e liquidadas no âmbito da CCEE. Os principais fatores de risco de mercado que afetam o negócio da Companhia e de sua Controlada estão descritos na nota explicativa nº 4.

Nos contratos fechados no mercado livre com os consumidores livres e comercializadores, a Companhia e sua Controlada, através da área de crédito, efetua a análise de crédito e define os limites e garantias que serão requeridos.

Todos os contratos têm cláusulas que permitem a Companhia e sua Controlada cancelar o contrato e a entrega de energia no caso de não cumprimento dos termos do contrato.

26.1. Instrumentos financeiros no balanço patrimonial

26.1.1. Considerações gerais

A Companhia participa de operações que envolvem instrumentos financeiros, todos registrados em contas patrimoniais, com o objetivo de reduzir a exposição a riscos de mercado e de moeda. A administração desses riscos, bem como dos respectivos instrumentos, é realizada por meio de definição de estratégias e estabelecimento de sistemas de controle, minimizando a exposição em suas operações.

Os principais instrumentos financeiros da Companhia estão representados por:

Natureza	Classificação	Hierarquia do valor justo	Consolidado			
			2019		2018	
			Valor contábil	Valor a mercado	Valor contábil	Valor a mercado
Ativos financeiros						
Caixa e equivalentes de caixa	Custo Amortizado	Nível 1	1.121.907	1.121.907	991.104	991.104
Clientes	Custo Amortizado	Nível 2	148.396	148.396	205.776	205.776
			1.270.303	1.270.303	1.196.880	1.196.880
Passivos financeiros						
Fornecedores	Custo Amortizado	Nível 2	1.084.472	1.084.472	856.067	856.067
Encargos setoriais	Custo Amortizado	Nível 2	25.900	25.900	33.822	33.822
Debêntures	Custo Amortizado	Nível 2	1.372.546	1.327.763	1.524.034	1.503.699
Juros sobre capital próprio (JSCP)	Custo Amortizado	Nível 2	57.928	57.928	63.014	63.014
Dividendos	Custo Amortizado	Nível 2	126.580	126.580	122.400	122.400
			2.667.426	2.622.643	2.599.337	2.579.002

A Companhia não realizou operações com derivativos nos exercícios de 2019 e 2018, dessa forma, não possui operações com derivativos na data destas demonstrações financeiras. Também não há exposição a variações cambiais e em moeda estrangeira, por não possuir tais operações.

27. SEGUROS

A CTG Brasil mantém contratos de seguros levando em conta a natureza e o grau de risco para cobrir eventuais perdas significativas sobre os ativos e/ou responsabilidades sua e de suas Controladas. As principais coberturas, conforme apólices de seguros são:

Apólices	Vigência	Limite máximo de indenização em R\$ milhares (*)
Risco operacional	04/08/2019 à 04/08/2020	2.000.000
Responsabilidade civil	04/08/2019 à 04/08/2020	150.000
Lucro cessante	04/08/2019 à 04/08/2020	1.140.712
Responsabilidade civil ambiental	04/08/2019 à 04/08/2021	110.000
Responsabilidade civil para diretores e executivos	08/12/2019 à 08/12/2020	150.000

(*) Não auditados pelos auditores independentes

28. TRANSAÇÕES NÃO CAIXA

	Controladora e Consolidado	
	2019	2018
Dividendos Propostos e JSCP	313.130	314.934
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	66.739	59.023
Reclassificação dos ganhos atuariais líquidos	581	775
Imposto diferido sobre plano de pensão	299	400
Projeção a partir da revisão das premissas macroeconomicas do plano de pensão	18.465	-

29. COMPROMISSOS

29.1. Contratos de compra e venda de energia elétrica

A Controladora e sua Controlada possuem contratos bilaterais para venda de energia negociados até o ano de 2028.

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da Rio Paranapanema Energia S.A. ("Companhia"), sociedade por ações de capital aberto, com sede na Rua Funchal, nº 418, 29º andar, Bairro Vila Olímpia, na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ sob nº 02.998.301/0001-81, no exercício de suas funções legais e estatutárias, em reunião realizada em 18.03.2020, examinou as Demonstrações Financeiras da Companhia, Notas Explicativas, o Relatório Anual da Administração, a Proposta para Distribuição do Resultado e o Parecer dos Auditores Independentes, referentes ao exercício social encerrado em 31.12.2019. Com base nos exames efetuados, observadas as análises levadas a efeito e os esclarecimentos apresentados pelos administradores da Companhia e auditoria independente, o Conselho Fiscal, por maioria de seus membros, opina favoravelmente, sem qualquer ressalva, às Demonstrações Financeiras da Companhia, às Notas Explicativas, ao Relatório Anual da Administração e à Proposta para Distribuição do Resultado, determinando o encaminhamento do presente parecer à assembleia geral ordinária, para os devidos fins de direito.

Jarbas Tadeu Barsanti Ribeiro
Presidente

François Moreau
Conselheiro Efetivo

Marcelo Curti
Conselheiro Efetivo

Edgard Massao Raffaelli
Conselheiro Suplente

Ary Waddington
Conselheiro Suplente

Murici dos Santos
Conselheiro Suplente

DECLARAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Os membros do Conselho de Administração da Rio Paranapanema Energia S.A. (“Companhia”), sociedade por ações de capital aberto, com sede na Rua Funchal, nº 418, 29º andar, Bairro Vila Olímpia, na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ sob nº 02.998.301/0001-81, declaram que: (i) examinaram e discutiram o Relatório da Administração e as demais Demonstrações Financeiras da Companhia, relativos ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019; e (ii) manifestaram sua inteira concordância, por maioria, quanto aos referidos documentos. Face ao exposto, é manifestação do Conselho de Administração que os citados documentos merecem a aprovação da Assembleia Geral Ordinária dos Acionistas, a realizar-se em 30 de abril de 2020.

Yujun Liu
Presidente

Evandro Leite Vasconcelos
Vice-Presidente

José Renato Domingues
Membro Efetivo

Monica Luling
Membro Efetivo

Autair Carrer
Membro Suplente

DECLARAÇÃO DA DIRETORIA

Em atendimento ao disposto nos incisos V e VI do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, os membros da Diretoria da Rio Paranapanema Energia S.A. (“Companhia”), sociedade por ações de capital aberto, com sede na Rua Funchal, nº 418, 29º andar, Vila Olímpia, CEP 04551-060, na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, inscrita no CNPJ sob nº 02.998.301/0001-81, declaram que: (i) reviram, discutiram e concordam com o Relatório Anual da Administração e com as Demonstrações Financeiras da Companhia do exercício social findo em 31 de dezembro de 2019; e (ii) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no parecer da PriceWaterCoopers Auditores Independentes, auditores independentes da Companhia, relativamente às Demonstrações Financeiras da Companhia do exercício social findo em 31 de dezembro de 2019.”

Carlos Alberto Rodrigues de Carvalho
Diretor Presidente e Diretor de Relações com Investidores da Companhia

João Luis Campos da Rocha Calisto
Diretor Executivo de Assuntos Regulatórios e Planejamento Energético

Márcio José Peres
Diretor Executivo de Operações

Rodrigo Teixeira Egreja
Diretor Executivo Financeiro

Vitor Hugo Lazzareschi
Diretor Executivo Comercial

MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

Conselho de Administração

Yujun Liu
Presidente

Evandro Leite Vasconcelos
Vice-Presidente

José Renato Domingues
Membro Efetivo

Monica Luling
Membro Efetivo

Autair Carrer
Membro Suplente

Conselho Fiscal

Jarbas Tadeu Barsanti Ribeiro
Presidente

François Moreau
Conselheiro Efetivo

Marcelo Curti
Conselheiro Efetivo

Edgard Massao Raffaelli
Conselheiro Suplente

Ary Waddington
Conselheiro Suplente

Murici dos Santos
Conselheiro Suplente

Diretoria Estatutária

Carlos Alberto Rodrigues de Carvalho
Diretor Presidente e Diretor de Relações com Investidores da Companhia

João Luis Campos da Rocha Calisto
Diretor Executivo de Assuntos Regulatórios e Planejamento Energético

Márcio José Peres
Diretor Executivo de Operações

Rodrigo Teixeira Egreja
Diretor Executivo Financeiro

Vitor Hugo Lazzareschi
Diretor Executivo Comercial

Lucas Morato Teixeira
Contador - MG-080486-O/7

SIGLAS

APP - Área de preservação permanente
Abragel - Associação Brasileira de Energia Limpa
ACL - Ambiente de Contratação Livre
ACR - Ambiente de Contratação Regulada
Anefac - Associação Nacional dos Executivos de Finanças Administração e Contabilidade
Apine - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica
CBA - Companhia Brasileira de Alumínio
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCFS - Centro de Conservação de Fauna Silvestre
CCGF - Contratos de Cotas de Garantia Física
DI - Certificado de Depósito Interbancário
CFURH - Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos
COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CP - Consultas Públicas
CTN - Código Tributário Nacional
Cusd - Contratos de Uso do Sistema de Distribuição
CVM - Comissão de Valores Mobiliários
DBA - Dia das Boas Ações
DITs - Demais Instalações de Transmissão
DVA - Demonstrações do Valor Adicionado
PECLD – Perdas estimadas para créditos de liquidação duvidosa
EPE - Empresa de Pesquisa Energética
Fipecafi - Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras
GFOM - Geração Fora da Ordem de Mérito
GSF - Generation Scaling Factor
IAP - Instituto Ambiental do Paraná
IASB - International Accounting Standards Board
IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IBGC - Instituto Brasileiro de Governança Corporativa
IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IFRS - International Financial Reporting Standards
IGP-M - IPCA ou índice Geral de Preço do Mercado
IOF - Imposto sobre Operações Financeiras
IPCA - Índice de Preços ao Consumidor Amplo
IPTU - Imposto Predial Territorial Urbano
IRRF - Imposto de Renda Retido na Fonte
ISP - Índice de Segurança Preventiva
JSCP - Juros sobre capital próprio
MCP - Mercado de Curto Prazo
MME - Ministério de Minas e Energia
MRE - Mecanismo de Realocação de Energia
ON - Ações Ordinárias
ONS - Operador Nacional do Sistema
P&D - pesquisa e desenvolvimento
PAE - Plano de Ação de Emergência
PCHs - pequenas centrais hidrelétricas
PIB - Produto Interno Bruto
PIS - Programa de Integração Social
PN - Preferenciais
PRE - Plano de Resposta a Emergências

PSB - Plano de Segurança de Barragens
RFB - Receita Federal do Brasil
RGR - Reserva Global de Reversão
SFF - Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira
SGT - Sistema de Gestão Territorial
SIN - Sistema Interligado Nacional
SNUC - Sistema Nacional de Unidades de Conservação
SOSEm - Sistema de Operação em Situação de Emergência
STJ - Superior Tribunal de Justiça
TAC - Termo de Ajuste de Conduta
TFSEE - Taxa de fiscalização do serviço de energia elétrica
Tusd-g - Tarifa de uso do sistema de distribuição
Tust - Tarifas de Uso de Sistema de Transmissão
UBP - Utilização de bem público
UGC - Unidade Geradora de Caixa
UHEs - Usinas hidrelétricas