

Índice

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	1
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	5
5.3 - Descrição - Controles Internos	8
5.4 - Programa de Integridade	10
5.5 - Alterações significativas	13
5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	15

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	16
10.2 - Resultado operacional e financeiro	51
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	58
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	61
10.5 - Políticas contábeis críticas	72
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	79
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	81
10.8 - Plano de Negócios	82
10.9 - Outros fatores com influência relevante	84

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

5.1. Em relação aos riscos indicados no item 4.1, informar:

a) Se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos, destacando, em caso afirmativo, o órgão que a aprovou e a data de sua aprovação, e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política

A Companhia possui atividades de gerenciamento de riscos desde 2006, sendo essas diretrizes formalizadas em uma Política do Risco do Negócio, revisada periodicamente, com a última atualização em Reunião do Conselho da Administração, realizada em agosto de 2020.

A Companhia está alinhada com as melhores práticas de mercado, (tais como COSO ERM – Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission e ISO 31.000). Em 2020 foi criada uma gestão de Riscos e Crise, que realiza o gerenciamento integrado dos riscos, oportunidades e crises atuando como facilitadora no processo de GRC - Gestão de Riscos Corporativos, auxiliando na: identificação, classificação, avaliação e gerenciamento dos riscos.

Monitora de forma integrada a gestão de riscos desenvolvida nas áreas corporativas e unidades de negócio, garantindo aderência dos processos e controles internos às normas nacionais e internacionais, agregando valor aos negócios por meio da consolidação de políticas alinhadas com a estratégia da Companhia. Dessa forma, tem como objetivo assegurar que os diversos eventos inerentes a cada uma das áreas da empresa sejam geridos por seus responsáveis e reportados periodicamente à Diretoria da empresa, que toma as providências que julga cabível.

b) Os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos, quando houver, incluindo:

(i) os riscos para os quais se busca proteção

Gerenciamento de riscos do setor elétrico

Energético: O cenário de oferta e demanda de energia nas diferentes regiões do País é avaliado pelas Diretorias de Planejamento Energético e Gestão do Risco Energético, que consideram um horizonte de cinco anos. Desta forma, a política de risco energético foi desenvolvida considerando as diferentes características da comercialização livre, geração e distribuição. Os riscos são monitorados diariamente considerando as condições de mercado observadas a través de modelos estatísticos desenvolvidos internamente. Estes modelos avaliam todos os fatores de risco energético identificados com o objetivo de antecipar potenciais impactos na gestão de energia e minimizar esses riscos. Quando os riscos ultrapassam os limites definidos pela nossa política, ações mitigadoras são propostas para avaliação da diretoria.

Regulatório: Com as atividades de distribuição, transmissão e geração reguladas e fiscalizadas pela ANEEL, os principais riscos regulatórios são: (i) decorrentes de alterações no arcabouço legal e regulatório; e (ii) os relacionados à conformidade regulatória de seus processos operacionais. Mantemos uma Diretoria de Regulação que é responsável por realizar o monitoramento do cenário que envolve as partes interessadas nos negócios do setor elétrico brasileiro e elaborar estudos e propostas que possibilitem uma atuação proativa junto aos formadores de opinião e entidades representativas da indústria, com vista a mitigar os potenciais riscos mapeados.

Com um programa de trabalho regular, são realizadas pré-avaliações dos procedimentos de fiscalizações como as conduzidas pela ANEEL, avaliando a conformidade dos processos operacionais como forma de acompanhar o cumprimento das obrigações estabelecidas nos contratos de concessão e regulamentos da ANEEL.

A Diretoria de Regulação, com base nestes processos estruturados, centraliza o relacionamento com a ANEEL e avalia periodicamente os riscos de natureza regulatória segundo um procedimento estruturado e preestabelecido.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

Hidrológicos: Formados, em sua maioria, por hidrelétricas, os ativos de geração têm sua operação influenciada por condições de clima e regime de chuvas. Além disso, a receita da venda é vinculada à garantia física, cujo volume, é determinado pelo Ministério de Minas e Energia (MME). A mitigação desse risco se dá pelo Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que compartilha entre os geradores participantes o risco da venda de energia a longo prazo, associado à otimização eletro-energética do Sistema Interligado Nacional – SIN, no que concerne ao despacho centralizado das unidades de geração de energia elétrica.

Gerenciamento de riscos da Companhia

Operacionais: Nas distribuidoras, os Centros de Operação de Sistema (COS) podem ser operados remotamente a partir de qualquer unidade, de forma a minimizar riscos operacionais. Tanto a EDP São Paulo, quanto a EDP Espírito Santo têm implementado um Plano de Atendimento às Emergências (PAE) com medidas de prevenção e combate a incêndio, mitigação de impactos à segurança de pessoas e à integridade de máquinas e equipamentos, assim como prevenção ambiental.

No âmbito de Segurança de Barragens, todas as exigências estabelecidas por leis são cumpridas. Em complemento à Lei nº 12.334/2010, que estabelece a Política Nacional de Segurança de Barragens, a Resolução Normativa ANEEL nº 696/2015 definiu para dezembro/2017 o prazo para implantação do Plano de Segurança de Barragens - PSB, exigência esta que foi plenamente atendida pela Companhia.

Em 01 de outubro de 2020, foi publicada a Lei Federal nº 14.066 que, alterou substancialmente a Lei Federal nº 12.334/2010, na qual as adequações necessárias estão sendo tratadas em um Comitê específico para a Segurança de Barragens. Todos os processos internos para gerenciamento de segurança de barragem encontram-se atualizados e ativos.

Ambientais: Abrangem o risco de não cumprimento das condicionantes do licenciamento ambiental e de exposição a desastres naturais. Todos os empreendimentos e atividades de geração, transmissão e distribuição são executados de acordo com a legislação ambiental vigente, a Política de Sustentabilidade do Grupo EDP – Energias do Brasil e a Política Integrada de Meio Ambiente, Saúde e Segurança, que dispõem sobre o compromisso de preservação do meio ambiente.

(ii) os instrumentos utilizados para proteção

Os principais riscos aos quais os nossos negócios e operações estão sujeitos são periodicamente mapeados, identificados e mensurados com o apoio de metodologias e ferramentas desenvolvidas para cada tipo de risco. A partir desse diagnóstico, implementamos ações específicas para a sua mitigação ou eliminação, via mecanismos de defesa ou planos de contingência.

Adotamos um modelo descentralizado de gestão, em que as diretrizes e metodologias são realizadas pela área Corporativa de Gestão de Riscos e Crises e o acompanhamento e monitoramento são realizados pela Governança e os nomeados donos dos riscos.

Desde de 2010, quando todos os riscos corporativos foram revisitados e atualizados trazendo uma visão consolidada e comparativa (mapa de risco), adotou-se a prática de identificação, análise, tratamento, monitoramento e atualização anual dos riscos corporativos.

(iii) a estrutura organizacional de gerenciamento de riscos

A função de Gestão de Risco Corporativo, estava vinculada a Diretoria de Auditoria Interna e Compliance desde o ano de 2015.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

Em 2020, foi criada uma Diretoria específica para cuidar dos riscos da Companhia: Diretoria de Gestão de Risco e Segurança, na qual reporta-se para a Vice-Presidência de Geração, Transmissão e Trading e também funcionalmente para o Comitês de Assessoramento e Conselho de Administração.

c) A adequação da estrutura operacional e de controles internos para verificação da efetividade da política adotada

Nossos diretores acreditam que a estrutura operacional está adequadamente dimensionada e controles internos são efetivos para assegurar razoavelmente:

- a confiabilidade e a integridade da informação produzida, utilizada e divulgada;
- o cumprimento da legislação e normas legais aplicáveis;
- o cumprimento das políticas, normas e procedimentos internos; e
- a eficácia e a eficiência das operações.

A gestão do ambiente de controles internos fica a cargo da Diretoria de Compliance e Controles Internos cujo objetivo passa pela manutenção da estrutura de integridade capaz de mitigar os riscos inerentes no que tange principalmente a fiabilidade do dado financeiro e contábilístico, mediante as seguintes ações:

- gestão das atividades mitigadoras por meio de uma matriz de riscos e controles tempestivamente atualizada;
- acompanhamento dos relatórios de auditoria interna alocando controles internos a partir da identificação de um novo risco;
- monitoramento sobre as avaliações da taxonomia de riscos corporativos alocando controles internos a partir desse input;
- análise quantitativa (materialidade) e qualitativa (risco) sobre as contas contábeis que serão escopo de controles internos; e
- acompanhamento da auditoria externa de controles internos conduzindo os trabalhos desde a interface entre auditor e as áreas de negócio até a emissão do relatório de asseguarção independente sobre a efetividade do Sistema de Controle Interno relacionado ao Relato Financeiro (SCIRF).

Nossa área de Controles Internos está subordinada à Diretoria de Compliance e Controles Internos que, por sua vez está subordinada hierarquicamente à Presidência do Grupo EDP – Energias do Brasil, ao Conselho de Administração via Comitê de Auditoria da EDP – Energias do Brasil, ao qual comunica periodicamente o exercício de suas atividades. A estrutura e dimensão da área são adequadas, para alcançar os objetivos propostos e o conhecimento técnico bem como o nível de experiência dos colaboradores é suficiente para o correto e apropriado desempenho das suas funções.

Portanto, por meio dos trabalhos da área de Controles Internos, nossa diretoria monitora e avalia a adequação das nossas operações com as políticas adotadas.

Ressaltamos também que os serviços de auditoria prestados pelo auditor independente contemplaram o trabalho de asseguarção razoável sobre a efetividade do Sistema de Controles Internos do Relatório Financeiro ("SCIRF"), na data-base de 31 de dezembro de 2020, que representa os controles internos relacionados às demonstrações financeiras da EDP – Energias do Brasil e suas controladas. Os auditores independentes da EDP Brasil tiveram um entendimento, manteve, em todos os aspectos materialmente relevantes, um sistema de controle interno apropriado e eficaz relacionado com o reporte financeiro consolidado do Grupo EDP (SCIRF), relacionado aos controles internos relevantes, em 31 de dezembro de 2020, e de acordo com os critérios estabelecidos pelo enquadramento normativo do controle interno emitido pelo Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission ("COSO 2013") em relação aos processos de negócio e controles globais e pelo Control Objectives for Information and related Technologies ("COBIT") em relação aos controles gerais de tecnologias

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

de informação diretamente ligados aos riscos e aos objetivos associados às demonstrações financeiras.

É importante salientar que a EDP Brasil, mantém a opinião de confiança no seu sistema de controle interno adequado para os controles relevantes a preparação das demonstrações financeiras.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

5.2. Em relação aos riscos de mercado indicados no item 4.2

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

a) Se o emissor possui uma política formalizada de gerenciamento de riscos de mercado, destacando, em caso afirmativo, o órgão que a aprovou e a data de sua aprovação, e, em caso negativo, as razões pelas quais o emissor não adotou uma política

A Companhia possui e segue a Norma de Gestão de Riscos Financeiros, que orienta em relação às transações e requer a diversificação de transações e contrapartes. Nos termos dessa norma, a natureza e a posição geral dos riscos financeiros são regularmente monitoradas e continuamente gerenciadas, a fim de avaliar os resultados e o impacto financeiro no fluxo de caixa. Também são revistos, periodicamente, os limites de crédito e a qualidade do *hedge* das contrapartes.

Esta norma foi aprovada pela Diretoria da Companhia e pelo Conselho de Administração da EDP – Energias do Brasil em reunião realizada em 25 de julho de 2016 e última alteração aprovada em 22 de março de 2021, compreendendo todas as controladas do Grupo, inclusive a Companhia.

b) Os objetivos e estratégias da política de gerenciamento de riscos de mercado, quando houver, incluindo:

(i) os riscos de mercado para os quais se busca proteção

Gerenciamento de riscos da Companhia

Financeiros: A norma estabelece condições e limites de exposição a riscos de mercado, liquidez e crédito e determina níveis de concentração de aplicações em instituições financeiras de acordo com o *rating* e patrimônio do banco e o montante total das aplicações do Grupo EDP Energias do Brasil, de forma a manter uma proporção equilibrada e menos sujeita a perdas. Nossa política de gestão de riscos financeiros limita a negociação de contratos de derivativos apenas para reduzir riscos resultantes de descasamentos de moedas, juros ou quaisquer outras fontes de exposição financeira. Essa política também prevê prazos para vencimento e liquidação de compromissos evitando, assim, a concentração de compromissos em um mesmo período. Semanalmente, é apresentado à Diretoria um relatório sobre posição das dívidas, do caixa e das aplicações financeiras, discriminando as operações de acordo com a política de riscos e as contrapartes. No gerenciamento desses riscos, utilizamos ferramentas como o Sage XRT, para cadastro e monitoramento de todas as posições, e análises de sensibilidade e *stress test* para quantificar a exposição ao risco.

Mercado: Esse risco engloba inadimplência dos clientes, perdas não técnicas, preço de liquidação das Diferenças (PLD), e variação nos preços de energia. Sua mitigação inclui ações:

- **Inadimplência dos clientes perdas não técnicas:** Inclui ações de combate a perdas, regularização de ligações clandestinas e a atuação das distribuidoras em regiões com atividades econômicas e características próprias.
- **Risco energético:** Todos os clientes e fornecedores com os quais possuímos operação são avaliados, o risco energético segue limites máximos de exposição que garantem o controle para o Grupo EDP Brasil.
- **Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) e Variação nos preços de energia:** Considerando a natureza das operações de compra e venda de energia assim como a exposição das geradoras hidrelétricas devido à variação da posição por conta do GSF, possuímos controle diário do risco no mercado, foram estabelecidos três limites de risco: (i) limite de risco da posição EDP-C; (ii) limite de risco da posição PPA de longo prazo da EDP-c e (iii) limite de risco integrado EDP C e geração hídrica consolidada.”

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

(ii) a estratégia de proteção patrimonial (hedge)

Uma vez identificados os riscos a serem mitigados, buscamos junto ao mercado o instrumento que melhor atenderá à demanda, e assim efetua-se a contratação do *hedge*.

Dado que nossas receitas são integralmente em reais, possuímos uma política de gestão de riscos financeiros para contratação de derivativos com propósito de *hedge* para minimizar qualquer exposição à oscilação de taxa de câmbio.

Quanto à decisão do instrumento, consideramos: (i) a nossa situação de liquidez; (ii) nossa condição de crédito junto ao mercado financeiro; e (iii) o cenário de mercado.

A cotação do *hedge*, independentemente do instrumento, ocorre levando-se sempre em conta os seguintes aspectos: (i) análise de crédito da contraparte; (ii) *covenants* existentes nos contratos financeiros celebrados por nós e por nossas controladas; e (iii) *spread* da instituição financeira.

Como a totalidade da dívida em moeda estrangeira estão protegidos por *hedge*, o impacto direto de oscilações da taxa de câmbio do Real com outras moedas é imaterial.

(iii) os instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge)

Utilizamos os seguintes instrumentos: *Swaps*, *Dólar Futuro*, *NDFs (Non Deliverable Forwards)*, *Calls*, *Puts*, *Collars* e apólices de seguros.

As operações de *hedge* são desenvolvidas somente para reduzir riscos resultantes de descasamentos de moedas, juros ou de quaisquer outras fontes de exposição financeira. A estratégia de *hedge* da Companhia não tem caráter especulativo.

A estratégia de *hedge financeiro* e sua execução devem obedecer ao estrito objetivo de mitigar as exposições aos riscos identificados. Na hipótese dos eventos que nortearam a sua contratação deixarem de ser aplicáveis, esta deverá ser desfeita tempestivamente com as aprovações requeridas.

(iv) os parâmetros utilizados para o gerenciamento destes riscos

A Companhia adota os seguintes parâmetros para gerenciamento de riscos:

- Estabelecimento da moeda funcional da Companhia (Real – BRL);
- Estabelecimento do horizonte de tempo a ser monitorado. Este é um ponto de extrema importância, pois há uma relação de risco versus disponibilidade de instrumentos de proteção. Caso haja dívidas de longo prazo (superior a dois anos) pode haver dificuldades na estruturação de operações de *hedge* com custos aceitáveis. Por outro lado, a limitação do prazo de avaliação pode representar a assunção de riscos significativos para os fluxos de caixa mais longos. Atualmente, nossas análises consideram o horizonte completo do endividamento;
- Estabelecimento de procedimentos para marcação a mercado;
- Estabelecimento de procedimentos e parâmetros para acompanhamento do risco por meio de análises de sensibilidade nos principais fatores de risco aos quais a companhia está exposta;
- Estabelecimento de cenários de estresse;
- Estabelecimento da periodicidade de avaliação de risco (semanal); e
- Avaliação anual de ativos para cobertura de seguros, incluindo revisão dos limites e coberturas

(v) os instrumentos financeiros operados pela Companhia com objetivos diversos de proteção patrimonial (hedge) e quais são os objetivos

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

Em 31 de dezembro de 2020 a Companhia não fazia uso de instrumento financeiro utilizado para proteção patrimonial (*hedge*) mas, se necessário, temos a política aprovada para contratação.

(vi) a estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos de mercado

Os riscos de mercado são gerenciados pela Diretoria Financeira, a qual monitora e controla e avalia os riscos de mercado.

c) A adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada

Vide informações no subitem 5.1 "c".

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

5.3. Em relação aos controles adotados pelo emissor para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis, indicar:

a) As principais práticas de controles internos e o grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e as providências adotadas para corrigi-las

A Companhia possui uma Matriz de Controles Internos atrelados às Demonstrações Financeiras com cerca de 495 controles distribuídos nas diversas áreas de negócio e empresas do Grupo. Tratam-se de controles de governança corporativa, controles operacionais e controles de tecnologia de informação.

Anualmente, é efetuada a contratação de um auditor externo independente, para realizar os trabalhos de certificação do ambiente de controles interno. São efetuados testes de desenho e eficácia dos controles, e caso sejam detectadas não conformidades, são retificadas ou programadas as implementações, sendo apresentadas à Diretoria e ao Comitê de Auditoria. As não conformidades programadas são acompanhadas trimestralmente pela Auditoria Interna e reportadas à Diretoria e ao Comitê de Auditoria. Adicionalmente, durante a realização dos trabalhos de Auditoria Interna, são testados os controles que forem pertinentes ao processo.

Anualmente é realizada, pela Diretoria de Compliance e Controles Internos, o processo de Auto Certificação, onde toda estrutura de gestores responsáveis pelos controles internos, atestam ter conhecimento dos controles sob sua responsabilidade e que estes controles estão implementados e operando.

Nossos Diretores acreditam na eficiência dos procedimentos e controles internos que adotamos para assegurar a qualidade, precisão e confiabilidade das demonstrações financeiras do Grupo EDP – Energias do Brasil. Por essa razão, na opinião dos nossos Diretores, as nossas demonstrações contábeis apresentam adequadamente o resultado das nossas operações e a nossa situação patrimonial e financeira.

b) As estruturas organizacionais envolvidas

Vide informações no subitem 5.1 "c".

c) Se e como a eficiência dos controles internos é supervisionada pela administração do emissor, indicando o cargo das pessoas responsáveis pelo referido acompanhamento

Vide informações no subitem 5.1 "c".

d) Deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório circunstanciado, preparado e encaminhado ao emissor pelo auditor independente, nos termos da regulamentação emitida pela CVM que trata do registro e do exercício da atividade de auditoria independente;

No contexto da auditoria das nossas demonstrações financeiras, nossos auditores independentes avaliam nosso sistema de controles internos, uma vez que está no escopo previsto nas normas de auditoria aplicáveis no Brasil, cujo objetivo está relacionado ao planejamento dos procedimentos de auditoria.

Nossos auditores independentes emitiram relatório obrigatório (Relatório de recomendações para o aprimoramento dos controles internos), no qual consta as recomendações definidas bem como as respostas da Administração com as ações específicas para seu tratamento.

Adicionalmente, para o ano de 2020, os serviços de auditoria prestados pelo auditor independente para o Grupo EDP - Energias do Brasil contemplaram o exame da estrutura e ambiente de controles internos (SCIRF), que culminaram na avaliação de que o grupo manteve, em todos os aspectos materialmente relevantes, um sistema de controle interno apropriado e eficaz relacionado com o reporte financeiro consolidado.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

Temos por prática atender e alterar prontamente eventuais falhas identificadas pelos auditores durante o processo normal de trabalhos, sejam elas referentes a processos ou de sistemas.

e) Comentários dos diretores sobre as deficiências apontadas no relatório circunstanciado preparado pelo auditor independente e sobre as medidas corretivas adotadas.

Nossos Diretores acreditam na eficiência dos procedimentos e controles internos adotados para assegurar a qualidade, precisão e confiabilidade das demonstrações financeiras da Companhia, assegurando que nossas demonstrações financeiras estão de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e ao IFRS.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

5.4. Em relação aos mecanismos e procedimentos internos de integridade adotados pelo emissor para prevenir, detectar e sanar desvios, fraudes, irregularidades e atos ilícitos praticados contra a administração pública, nacional ou estrangeira, informa

(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado)

a) Se o emissor possui regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública, identificando, em caso positivo:

(i) *os principais mecanismos e procedimentos de integridade adotados e sua adequação ao perfil e riscos identificados pelo emissor, informando com que frequência os riscos são reavaliados e as políticas, procedimentos e as práticas são adaptadas*

A Companhia possui um Programa de Compliance, estabelecido desde 2015, auditado anualmente, onde são revisados indicadores, controles e swot. O programa tem por objetivo atender não apenas as legislações vigentes, no intuito de mitigar práticas de corrupção, suborno, lavagem de dinheiro, uso de informação privilegiada, concorrência desleal, fixação de preços, trabalho infantil, forçado e escravo, entre outras, como também às melhores práticas globais relacionadas ao tema, além de contribuir para a melhoria dos processos de gestão da Companhia e apoiar o cumprimento do Código de Ética, através de seis pilares fundamentais:

- Comprometimento da Alta Administração;
- Canal de Ética;
- Instrumentos Normativos;
- Due Diligence;
- Monitoramentos; e
- Treinamento e Comunicação.

Durante o processo de criação do Programa, foi realizada uma análise de riscos abrangente que identificou os elementos de maior exposição a riscos de integridade e os pontos de melhorias, permitindo assim assegurar uma maior efetividade para implementação do programa. Anualmente os riscos de corrupção são reavaliados, através da Matriz de Riscos de Fraude.

Para assegurar maior efetividade na implementação do Programa de Compliance, um conjunto de normativos foram elaborados e, tempestivamente, estes documentos são revisados e atualizados para garantir conformidade com a legislação e atendimento às melhores práticas relativas aos temas de integridade e ética. Além do Código de Ética, outros documentos sustentam o Programa de Compliance, são eles:

- Combate à Atos Ilícitos;
- Compliance;
- Interação com Agentes Públicos;
- Brindes, Presentes e Eventos;
- Doações, Patrocínios e Apoios Sociais fora do âmbito do Instituto EDP;
- Direitos Humanos;
- Balanço de Consequências; e
- Integrity Due Diligence – IDD.

Desde 2019 o Programa de Compliance do Grupo EDP – Energias do Brasil é certificado pela ISO 37.001 – Sistema de Gestão Antissuborno. Esta norma tem por objetivo apoiar as organizações a combater o suborno, a partir de uma cultura de integridade, transparência e conformidade com as leis vigentes, com o auxílio de requisitos, políticas, procedimentos e controles adequados para lidar com estes respectivos riscos.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

- (ii) as estruturas organizacionais envolvidas no monitoramento do funcionamento e da eficiência dos mecanismos e procedimentos internos de integridade, indicando suas atribuições, se sua criação foi formalmente aprovada, órgãos do emissor a que se reportam, e os mecanismos de garantia da independência de seus dirigentes, se existentes**

Os mecanismos e procedimentos internos de integridade estão descrito no item (i) acima.

A estrutura de Compliance foi aprovada em Conselho de Administração da Companhia em 9 de maio de 2014 e abrange todas as controladas pertencentes ao Grupo. Atualmente essa estrutura está sob supervisão da Diretoria de Compliance e Controles internos, possuindo reporte para o Presidente Executivo da Companhia.

- (iii) se o emissor possui código de ética ou de conduta formalmente aprovado, indicando:**
1) se ele se aplica a todos os diretores, conselheiros fiscais, conselheiros de administração e empregados e se abrange também terceiros, tais como fornecedores, prestadores de serviço, agentes intermediários e associados; 2) se e com que frequência os diretores, conselheiros fiscais, conselheiros de administração e empregados são treinados em relação ao código de ética ou de conduta e às demais normas relacionadas ao tema; 3) as sanções aplicáveis na hipótese de violação ao código ou a outras normas relativas ao assunto, identificando o documento onde essas sanções estão previstas; 4) órgão que aprovou o código, data da aprovação e, caso o emissor divulgue o código de conduta, locais na rede mundial de computadores onde o documento pode ser consultado

Desde 2005, a Companhia possui um Código de Ética, aprovado pelo Conselho de Administração, aplicável a todos os colaboradores da Companhia e fornecedores. Em 2018, o Código de Ética foi atualizando abrangendo todas as controladas pertencentes ao Grupo, com base nas melhores práticas e nos compromissos da Companhia.

No final de 2020, com a evolução de agendas globais e discussões alargadas, novos temas foram agregados como condutas orientadoras, sendo necessária uma nova atualização do Código de Ética da EDP, a fim de incluir temas essenciais para agregar a cultura ética já existente, tais como inclusão e diversidade, descarbonização, transição energética, proteção de dados e privacidade, e inclusão digital.

Para garantir que as partes interessadas tenham pleno conhecimento dos pilares que contemplam o Programa de Compliance, incluindo os princípios do Código de Ética, ações de treinamento e comunicação são coordenadas pela Diretoria de Compliance e Controles Internos

Os colaboradores que não cumprirem o estabelecido no Código de Ética estão sujeitos à ação disciplinar, dispostas no Balanço de Consequências e nos termos regulamentares aplicáveis às infrações praticadas. Os fornecedores e os prestadores de serviços a quem o Código seja aplicável estão sujeitos às medidas ou sanções estabelecidas contratualmente ou decorrentes dos procedimentos de avaliação e qualificação em vigor na EDP – Energias do Brasil.

O Código de Ética pode ser consultado no seguinte endereço da web:
<http://www.edp.com.br/codigo-de-etica-edp>

- b) Se o emissor possui canal de denúncia, indicando, em caso positivo: 1) se o canal de denúncias é interno ou se está a cargo de terceiros; 2) se o canal está aberto para o recebimento de denúncias de terceiros ou se recebe denúncias somente de empregados; 3) se há mecanismos de anonimato e de proteção a denunciantes de boa-fé; e 4) órgão do emissor responsável pela apuração de denúncias**

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Programa de Integridade

O Canal de Ética, parte integrante do programa de *Compliance*, é operado por uma entidade externa de forma a garantir maior transparência e independência e gerido pela Auditoria Interna do Grupo EDP – Energias do Brasil.

São permitidos registros anônimos ou identificados, sendo que os princípios de sigilo, confidencialidade e não retaliação são garantidos para quaisquer tipos de registros. O canal é divulgado a todos os *stakeholders* e possui diversos meios para fazer os registros: internet, e-mail, canal de voz e caixa postal.

Após o recebimento e tratativa inicial a Auditoria Interna apresenta todos os registros para o Comitê de Ética que delibera sobre sua pertinência e solicita mais averiguações ou investigação caso tenha elementos suficientes para tal.

Este Comitê de Ética é composto pelos membros da Diretoria Executiva da EDP – Energias do Brasil e um representante da EDP – Energias de Portugal, tendo ainda como participantes convidados os Diretores de Auditoria Interna, *Compliance* e *Controles internos*, Jurídico e de Gestão de Pessoas.

c) Se o emissor adota procedimentos em processos de fusão, aquisição e reestruturações societárias visando à identificação de vulnerabilidades e de risco de práticas irregulares nas pessoas jurídicas envolvidas

Aquisições e fusões são avaliadas por “Due Diligences” de integridade, conforme definidos nas normas de *Compliance* e na norma específica de Aquisições e Fusões.

d) Caso o emissor não possua regras, políticas, procedimentos ou práticas voltadas para a prevenção, detecção e remediação de fraudes e ilícitos praticados contra a administração pública, identificar as razões pelas quais o emissor não adotou controles nesse sentido” (NR)

Não aplicável.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.5 - Alterações significativas

5.5. Informar se, em relação ao último exercício social, houve alterações significativas nos principais riscos a que o emissor está exposto ou na política de gerenciamento de riscos adotada, comentando, ainda, eventuais expectativas de redução ou aumento na exposição do emissor a tais riscos

De acordo com a metodologia de Gerenciamento de Riscos aplicada no último exercício, não houve alterações relevantes nos principais riscos da companhia. Adicionalmente, ocorreram movimentações nos seguintes itens:

Em 13 de março de 2020, a Organização Mundial da Saúde (OMS) declarou pandemia mundial decorrente do novo coronavírus (COVID-19). O cenário de pandemia do novo coronavírus impactou no desempenho da economia brasileira que seguiu a volatilidade dos mercados estrangeiros com fortes quedas nos principais índices financeiros.

A EDP – Energias do Brasil possui negócios em todo o Brasil, mas do ponto de vista operacional atua no Pará, Amapá, Tocantins, Maranhão, Ceará, Minas Gerais, Espírito Santo, São Paulo, Mato Grosso, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Destes estados, São Paulo apresenta a situação mais grave, sendo atualmente o epicentro do COVID-19 no país.

Diante disso a Companhia estabeleceu em fevereiro de 2020 um Comitê de Crises cujo objetivo é monitorar e mitigar os impactos e consequências nas principais atividades da empresa e definiu 3 prioridades sendo elas: (i) Proteger vidas; (ii) Proteger a EDP – Energias do Brasil; e (iii) Apoiar a sociedade.

O comitê de crises está estruturado em seis pilares:

- Pessoas e Saúde;
- Comunicação;
- Finanças;
- Parceiros de Negócio;
- Operação; e
- Jurídico e Regulatório.

Os planos de continuidade do negócio deliberados, estabelecem critérios para mapear as atividades essenciais para a manutenção dos serviços mínimos necessários para operação, com isso, garantindo a continuidade dos serviços básicos à população.

Houve monitoramento sobre as projeções de PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) e GSF (*Generation Scaling Factor*) em 2020 com o objetivo de minimizar os impactos. Outros riscos acompanhados foram: implementação de projetos, disponibilidade dos ativos existentes decorrentes de ações locais que impeçam o acesso às instalações, problemas com prestadores de serviços e queda de faturamento com o aumento da inadimplência por parte dos consumidores. Desta forma a EDP – Energias do Brasil tem revisado seus investimentos e sua liquidez, acompanhando constantemente seus contratos, a liquidez e preço do mercado de energia bem como a implementação de diretrizes que garantam a manutenção da sustentabilidade econômico-financeira de toda a cadeia de energia elétrica no Brasil.

Conforme mencionada no item 4.1 “h” em setembro de 2020, foi publicada a Lei nº 14.052/20, no qual criou a base legal para repactuação do GSF no ACL para obter subsídios para o aprimoramento da proposta da regulamentação da lei supracitada.

Para os geradores hídricos afetados por fatores não hidrológicos contidos no GSF, tais como as perdas pela geração fora da ordem de mérito, antecipação de usinas estruturantes e restrições de escoamento seriam objeto de ressarcimento, na forma de extensão da concessão das usinas.

Com resultado da Consulta Pública e considerando os montantes financeiros e extensões de outorga divulgados pela CCEE, os agentes devem decidir pela desistência das ações judiciais que contestem o GSF, caso as possuam, para que sejam estendidas as outorgas de seus empreendimentos.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.5 - Alterações significativas

Risco Energético: Em 2020 houve a aprovação de novas metodologias e limites de risco mais aderentes ao observado no mercado. Tendo-se agora o monitoramento de risco da comercializadora puro de longo e curto prazo além da comercializadora integrada na geração. A aprovação das novas políticas implicou na aprovação de novos processos onde os riscos são monitorados com base diária e reportados às áreas pertinentes assim como à diretoria.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e

5.6. Outras informações que a Companhia julga relevantes – Gerenciamento de riscos e controles internos

Todas as informações relevantes relacionadas a esta Seção 5 foram discutidas nos itens anteriores.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

10.1. Comentários dos nossos Diretores sobre:

(Valores expressos em milhões de reais, exceto quando indicado)

a) Condições financeiras e patrimoniais gerais

Somos uma holding detentora de um portfólio diversificado e integrado de sociedades que atuam nas áreas de geração, distribuição, transmissão, serviços e comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro. Os diretores entendem que possuímos liquidez adequada e condizente com o cenário energético e econômico atualmente vividos pelo país, apesar do capital circulante líquido consolidado negativo de R\$590,0 em 31 de dezembro de 2020.

O capital circulante líquido consolidado em 2019 e em 2018, ficaram positivos em R\$1.591,4 e R\$2.449,9 respectivamente.

Os Diretores acreditam que nossas condições financeiras e patrimoniais são suficientes para mantermos nosso plano de negócios, desenvolvermos nossas atividades e cumprirmos com todas as nossas obrigações de curto e médio prazo, seja pela renegociação de dívidas vincendas no curto prazo para prazos maiores, seja pela atuação junto com as entidades do setor elétrico, na busca de soluções que atendam a todos os envolvidos com a questão energética brasileira, que continua sendo fundamental para o desenvolvimento do país.

A diretoria acredita que a Companhia apresenta índices de liquidez geral confortáveis, que evidenciam a estratégia da Companhia de manter sua estrutura de capital equilibrada, de modo a otimizar a sua rentabilidade, sem expor a Companhia a riscos elevados de liquidez.

Quanto à alavancagem, que diz respeito às dívidas financeiras (debêntures, empréstimos e financiamentos), a Companhia também procura trabalhar com um nível equalizado, que lhe garanta maximizar a rentabilidade, sem prejudicar a continuidade da sua operação. Mais informações sobre este indicador podem ser encontradas no item 10.1.b.

Apresentamos abaixo alguns indicadores, de acordo com os números consolidados das Demonstrações Financeiras da Companhia, que evidenciam a situação financeira da Companhia nos últimos 3 exercícios sociais:

Ativo	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2020
Circulante	7.017,7	7.325,0	7.469,1
Não Circulante	4.729,3	9.423,3	11.847,1
Total	11.747,1	16.748,3	19.316,2
Passivo			
Circulante	4.567,8	5.733,5	8.059,1
Não Circulante	8.529,7	11.423,9	10.975,9
Total	13.097,5	17.157,5	19.035,0
	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2020
Capital Circulante Líquido	2.449,9	1.591,4	-590,0
Índice de Liquidez Geral	0,90	0,98	1,01
Índice de Liquidez Corrente	1,54	1,28	0,93
Alavancagem total sobre	46,7%	47,8%	47,2%
Alavancagem + Patrimônio Líquido*			

(*) Patrimônio líquido não considera a Participação dos não controladores

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

b) Estrutura de capital

Segue abaixo, quadros resumos com os principais indicadores que compõem nossa dívida líquida e estrutura de capital:

	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2020
Alavancagem total sobre			
Alavancagem + Patrimônio Líquido*	46,7%	47,8%	47,2%
Alavancagem líquida sobre o Patrimônio Líquido			
(Dívida líquida sobre Patrimônio Líquido)	61,7%	61,7%	60,7%
Participação do Capital			
Capital Próprio	39,4%	35,0%	34,7%
Capital de Terceiros	60,6%	65,0%	65,3%
	100,0%	100,0%	100,0%

Nos últimos três exercícios, a Companhia utilizou como fontes de capital de terceiros empréstimos, financiamentos e debêntures.

Os Diretores entendem que a Companhia tem uma estrutura de capital equilibrada. Em 31 de dezembro de 2020, tínhamos 65,3% de capital de terceiros, que correspondem a R\$19.035,0, dos quais 42,3% de curto prazo e 57,7% de longo prazo, e 34,7% de recursos de acionistas (patrimônio líquido). Em 31 de dezembro de 2019, tínhamos 65,0% de capital de terceiros, que correspondem a R\$17.157,5, dos quais 33,4% de curto prazo e 66,6% de longo prazo, e 35,0% de recursos de acionistas (patrimônio líquido). Em 31 de dezembro de 2018, tínhamos 60,6% de capital de terceiros, que correspondem a R\$13.097,5, dos quais 34,9% de curto prazo e 65,1% de longo prazo, e 39,4% de recursos de acionistas (patrimônio líquido).

O padrão de financiamento das operações da Companhia por capital próprio e de terceiros pode ser percebido ao longo dos anos pela relação entre a alavancagem total (empréstimos, financiamentos e debêntures) e a alavancagem total mais o patrimônio líquido (desconsiderando o capital dos não controladores). Em 31 de Dezembro de 2020 tivemos uma pequena redução nesta relação, devido principalmente a um aumento do patrimônio líquido da companhia.

c) Capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

Nossos Diretores acreditam que estamos em nível adequado de alavancagem, não obstante o contexto energético e econômico que o país tem vivenciado nos últimos anos.

Os Diretores da Companhia destacam a capacidade de geração de caixa da Companhia, medida pelo EBITDA ajustado (o lucro ou prejuízo líquido da Companhia em bases consolidadas, acrescido da contribuição social, imposto de renda, equivalência patrimonial, resultados financeiros, depreciação e amortização), que alcançou, em 31 de dezembro de 2020, o montante de R\$3.381,9. Já em 31 de dezembro de 2019, a capacidade de geração de caixa da Companhia alcançou o montante de R\$2.914,2 e em 31 de dezembro de 2018, a capacidade de geração de caixa da Companhia alcançou o montante de R\$2.768,0.

O nível das disponibilidades da Companhia também é sempre mantido em um patamar suficiente para honrar suas necessidades do dia-dia, suas amortizações e investimentos, sendo que o saldo de disponibilidades da Companhia era de R\$2.889,8 em 31 de dezembro de 2020, R\$2.773,9 em 31 de dezembro de 2019 e R\$2.203,4 em 31 de dezembro de 2018.

Dessa forma, considerando a posição atual de caixa e a capacidade de geração de caixa da Companhia, os Diretores acreditam que a mesma possui liquidez e recursos suficientes para honrar seus compromissos financeiros de curto, médio e longo prazo.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Os Diretores da Companhia acreditam que o grupo tem seu fluxo de caixa equalizado quanto às suas obrigações financeiras, o que está evidenciado pelos níveis de dívida líquida pelo EBITDA apresentados pela Companhia nos últimos 3 exercícios. Isto porque, em 31 de dezembro de 2020, esse indicador foi de 1,81 vezes, em 31 de dezembro de 2019 foi de 1,91 vezes e em 31 de dezembro de 2018 o indicador foi de 1,59 vezes.

A Companhia tem mantido a assiduidade dos pagamentos de todos os seus compromissos, conforme esperado, e não apresenta qualquer sinal de falta de liquidez. Caso a Companhia entenda necessário contrair novos empréstimos para financiar seus investimentos e aquisições, os Diretores acreditam que a Companhia tem a capacidade de contratá-los e honrá-los sem comprometer o desenvolvimento dos seus negócios.

A dívida bruta consolidada totalizou R\$ 9.034,9 em 31 de dezembro de 2020, em comparação a R\$ 8.464,8 em 31 de dezembro de 2019, o que aponta um aumento de R\$ 570,1. A dívida líquida consolidada atingiu R\$ 6.135,7 em 31 de dezembro de 2020, frente a R\$ 5.557,1, verificando-se um aumento de R\$ 578,6. O incremento da dívida se deve principalmente às captações das distribuidoras.

A dívida bruta consolidada totalizou R\$8.464,8 em 31 de dezembro de 2019, em comparação a R\$7.458,8 em 31 de dezembro de 2018, o que aponta um aumento de R\$1.006,0. A dívida líquida consolidada atingiu R\$5.557,1 em 31 de dezembro de 2019, frente a R\$4.395,5 verificando-se uma redução de R\$1.161,6. O incremento da dívida se deve principalmente às captações dos projetos de transmissão.

A dívida bruta consolidada totalizou R\$7.458,8 em 31 de dezembro de 2018, em comparação a R\$6.057,7 em 31 de dezembro de 2017, o que aponta um aumento de R\$1.401,1. A dívida líquida consolidada atingiu R\$4.395,5 em 31 de dezembro de 2018, frente a R\$4.454,5 em 31 de dezembro de 2017, verificando-se uma redução de R\$59,0. O aumento da dívida bruta deve-se principalmente às dívidas dos projetos de transmissão. E a redução da dívida líquida se deve ao aumento de caixa decorrente das próprias emissões, e da venda de subsidiárias da Companhia.

Podemos demonstrar nossa capacidade de pagamento em relação aos compromissos assumidos por meio das medições que as agências de rating realizam periodicamente sobre a companhia. Atualmente, somos avaliados pelas agências de classificação de risco Moody's, Standard & Poors (S&P) e Fitch. Segue abaixo os ratings da EDP - Energias do Brasil e de suas controladas:

Escala de Rating S&P																						
AAA	AA+	AA	AA-	A+	A	A-	BBB+	BBB	BBB-	BB+	BB	BB-	B+	B	B-	CCC+	CCC	CCC-	CC	C	D	NR
Investment grade																						

Escala de Rating da Moodys																					
Aaa	Aa1	Aa2	Aa3	A1	A2	A3	Baa1	Baa2	Baa3	Ba1	Ba2	Ba3	B1	B2	B3	Caa1	Caa2	Caa3	Ca	C	WR
Investment grade																					

Moody's	Nacional			Global		
	2018	2019	2020	2018	2019	2020
EDP - Energias do Brasil	Aa2.br	Aa2.br	Aa2.br	Ba2	Ba2	Ba2
EDP São Paulo	Aa1.br	Aa1.br	Aa1.br	Ba2	Ba2	Ba2
EDP Espírito Santo	Aa1.br	Aa1.br	Aa1.br	Ba2	Ba2	Ba2
Energest	Aa2.br	-	-	Ba2	-	-
Lajeado Energia	Aa2.br	Aa2.br	Aa2.br	Ba2	Ba2	Ba2

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

S&P	Nacional			Global		
	2018	2019	2020	2018	2019	2020
EDP São Paulo	brAAA	brAAA	brAAA	-	-	-
EDP Espírito Santo	brAAA	brAAA	brAAA	BB-	BB-	BB-

Fitch	Nacional			Global		
	2018	2019	2020	2018	2019	2020
EDP Energias do Brasil	-	AAA(bra)	AAA(bra)	-	-	-
EDP Transmissão SP-MG	-	AA+(bra)	AA+(bra)	-	-	-
EDP Transmissão Aliança	AA(bra)	AA(bra)	AA(bra)	-	-	-

Em 12 de janeiro de 2018, a Standard & Poors (S&P) alterou a perspectiva dos ratings da EDP São Paulo e da EDP Espírito Santo, passando de negativa para estável, e alterou o rating global da EDP Espírito Santo de "BB" para "BB-".

Em 10 de abril de 2018 a Moody's elevou o rating da EDP São Paulo em escala local para "Aa1.br", refletindo mudança de perspectiva, bem como o posicionamento de seu perfil de crédito em comparação com pares locais do setor regulado de distribuição de energia.

Em 23 de abril de 2018 a Moody's reafirmou os ratings da EDP São Paulo e em 25 de abril de 2018, a Moody's reafirmou os ratings da EDP Espírito Santo, com as seguintes classificações: "Aa1.br" em escala local, e "Ba2" em escala global. A perspectiva de ambos os ratings se manteve estável.

Em 27 de abril de 2018, a Moody's reafirmou os ratings da Energest: "Aa2.br" em escala local, e "Ba2" em escala global, com perspectiva estável.

Em 8 de maio de 2018, a Moody's reafirmou os ratings da EDP Energias do Brasil: "Aa2.br" em escala local e "Ba2" em escala global, com perspectiva estável.

Em 11 de julho de 2018 a S&P aumentou o rating da EDP São Paulo e da EDP Espírito Santo, após a alteração da metodologia e da tabela de mapeamento de ratings da Escala Nacional Brasil. Os ratings locais passaram de "brAA-" para "brAAA". A perspectiva se manteve em estável.

Em 27 de setembro de 2018, a S&P reafirmou os ratings da EDP São Paulo e da EDP Espírito Santo, em "brAAA" em escala local para as duas e "BB-" em escala global para a EDP Espírito Santo.

Em 05 de novembro de 2018, a Fitch publicou rating inicial da EDP Transmissão Aliança SC: AA (bra) em escala nacional, com perspectiva estável.

Em 3 de abril de 2019 a Moody's reafirmou os ratings da EDP São Paulo e em 5 de abril de 2019, a Moody's reafirmou os ratings da EDP Espírito Santo, com as seguintes classificações: "Aa1.br" em escala local, e "Ba2" em escala global. A perspectiva de ambos os ratings se manteve estável.

Em 10 de abril de 2019, a Moody's reafirmou os ratings da Energest: "Aa2.br" em escala local, e "Ba2" em escala global, com perspectiva estável.

Em 23 de maio de 2019, a Moody's reafirmou os ratings da EDP Energias do Brasil: "Aa2.br" em escala local e "Ba2" em escala global, com perspectiva estável.

Em 06 de agosto de 2019, a Fitch publicou rating inicial da EDP Transmissão SP-MG: AA+ (bra) em escala nacional, com perspectiva estável.

Em 11 de outubro de 2019, a Fitch reafirmou o rating da EDP Transmissão Aliança SC: AA (bra) em escala nacional, com perspectiva estável.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Em 25 de outubro de 2019, a Fitch publicou rating inicial da EDP Energias do Brasil: AAA (bra) em escala nacional, com perspectiva estável.

Em 08 de novembro de 2019, a Moody's retirou os ratings da Energest a pedido da Companhia.

Em 8 de abril de 2020 a Moody's reafirmou os ratings da EDP São Paulo e da EDP Espírito Santo, com as seguintes classificações: "Aa1.br" em escala local, e "Ba2" em escala global. A perspectiva de ambos os ratings se manteve estável.

Em 27 de maio de 2020, a Moody's reafirmou os ratings da EDP Energias do Brasil: "Aa2.br" em escala local e "Ba2" em escala global, com perspectiva estável.

Em 01 de junho de 2020, a Moody's reafirmou os ratings da Lajeado Energia: "Aa2.br" em escala local e "Ba2" em escala global, com perspectiva estável.

Em 28 de julho de 2020, a Fitch reafirmou o rating da EDP Transmissão SP-MG: AA+ (bra) em escala nacional, com perspectiva estável.

Em 28 de agosto de 2020, a Fitch reafirmou o rating da EDP Transmissão Aliança SC: AA (bra) em escala nacional, com perspectiva estável.

Em 21 de setembro de 2020, a Fitch reafirmou o rating da EDP Energias do Brasil: AAA (bra) em escala nacional, com perspectiva estável.

d) Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas

Os Diretores destacam que, com o objetivo de atender a estratégia definida para a Companhia e consequentemente, em virtude dos investimentos em novas capacidades (UHE Cachoeira Caldeirão, UHE São Manoel, UHE Santo Antonio do Jari, UTE Pecém I, Lote 24, Lote 21, Lote 18, Lote 7, Lote 11 e Lote Q), a Companhia necessitou captar recursos por meio de contratos financeiros. Na opinião dos Diretores, as distribuidoras do grupo já contratam financiamentos adequados para suas operações usuais de investimento na expansão e manutenção de sua rede, além de realizarem o refinanciamento e alongamento de contratos vencidos.

Nos últimos três exercícios sociais, as fontes de financiamento utilizadas pelo grupo foram a geração de caixa operacional, os empréstimos e financiamentos e as debêntures. Nesses períodos, nossas controladas e a Companhia captaram recursos para financiar os investimentos e o capital de giro da área de distribuição, de geração e de transmissão, por meio de emissões de debêntures, e empréstimos e financiamentos junto a bancos comerciais, ao BNDES e ao BNB. Na opinião dos nossos Diretores, as captações realizadas foram adequadas e consistentes com a nossa necessidade de capital, considerando o contexto e as condições de mercado em que a Companhia se encontra e se encontrava.

A Companhia procura prever suas captações com uma antecedência mínima, que lhe possibilite um melhor planejamento quanto aos prazos e formas de captação, para que esteja sempre preparada para eventuais mudanças no mercado, e consiga buscar fontes alternativas de recursos em caso de necessidade. Na visão dos nossos Diretores, esta atuação garante ao grupo uma maior flexibilidade, e melhores decisões com relação às suas captações.

Os Diretores da Companhia acreditam que esta estratégia de captações é a mais indicada para o grupo, como forma de manter um índice de alavancagem adequado, sempre buscando alternativas para reduzir seu custo de captação e aumentar seu prazo médio.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

As principais contratações da Companhia, nos últimos três exercícios, seguem abaixo:

Linhas Contratadas 2020			
Instrumento	Aprovado	Vencimento	Custo
EDP Espírito Santo - Cédula de Câmbio - MFUG	R\$ 200	fev/21	CDI + 0,10% a.a.
EDP Espírito Santo - Nota Promissória - 1ª Emissão	R\$ 150	abr/21	CDI + 2,5% a.a.
EDP Espírito Santo - Debêntures - 9ª Emissão	R\$ 150	abr/21	CDI + 2,5% a.a.
EDP Transmissão MA II - Banco do Nordeste - 2ª liberação	R\$ 56	jan/39	IPCA + 2,5707% a.a.
EDP Transmissão MA II - Banco do Nordeste - 3ª liberação	R\$ 42	jan/39	IPCA + 2,5707% a.a.
EDP São Paulo - Nota Promissória - 6ª Emissão	R\$ 350	mar/21	CDI + 3,0% a.a.
EDP São Paulo - Nota Promissória - 7ª Emissão	R\$ 120	abr/21	CDI + 3,0% a.a.
Enerpeixe - 1ª Emissão de Notas promissórias	R\$ 170	mar/21	CDI + 3,00% a.a.
Energest - 1ª Emissão de Notas promissórias	R\$ 100	mai/22	CDI + 2,75% a.a.
EDP Transmissão MA I - Banco do Nordeste - 1ª liberação.1	R\$ 83	jul/43	IPCA + 2,7877% a.a.
EDP Transmissão MA I - Banco do Nordeste - 1ª liberação.2	R\$ 82	jul/43	IPCA + 2,2809% a.a.
EDP Transmissão SP-MG - Cédula de Câmbio - MFUG	R\$ 100	jun/21	CDI + 1,85% a.a.
EDP Transmissão MA II - Banco do Nordeste - 4ª liberação	R\$ 4	jan/39	IPCA + 2,5707% a.a.
EDP Transmissão MA I - Banco do Nordeste - 2ª liberação.1	R\$ 7	jul/43	IPCA + 2,7877% a.a.
EDP Transmissão MA I - Banco do Nordeste - 2ª liberação.2	R\$ 6	jul/43	IPCA + 2,2809% a.a.
EDP Transmissão SP-MG - 4131	R\$ 300	dez/21	CDI + 0,45% a.a.
Total	R\$ 1.919		

Linhas Contratadas 2019			
Instrumento	Aprovado	Vencimento	Custo
EDP Transmissão SP-MG - 1ª Emissão de Debêntures	R\$ 250	jun/20	CDI + 0,2% a.a.
EDP Transmissão SP-MG - 2ª Emissão de Debêntures	R\$ 800	jul/39	IPCA + 4,45% a.a.
EDP Transmissão MA II (Lote 11) - Banco do Nordeste	R\$ 22	jan/39	IPCA + 2,57% a.a.
EDP São Paulo - 10ª Emissão de Debêntures	R\$ 200	mar/24	106,6% do CDI
EDP São Paulo - 5ª Emissão de Notas Promissórias	R\$ 300	jul/24	106,58% do CDI
EDP Espírito Santo - 8ª Emissão de Debêntures	R\$ 300	mar/24	106,9% do CDI
EDP Grid - Cédula de Câmbio	R\$ 70	abr/21	CDI + 0,15% a.a.
EDP Comercializadora - Cédula de Câmbio	R\$ 150	jul/20	CDI + 0,44% a.a.
Lajeado Energia - 4ª Emissão de Debêntures	R\$ 100	nov/20	CDI + 0,20% a.a.
EDP Transmissão MA I - Cédula de Crédito Bancário	R\$ 67	jun/20	CDI + 0,65% a.a.
EDP Transmissão MA II - Cédula de Crédito Bancário	R\$ 66	jun/20	CDI + 0,65% a.a.
Total	R\$ 2.325		

Linhas Contratadas 2018			
Instrumento	Aprovado	Vencimento	Custo
EDP São Paulo - 8ª Emissão de Debêntures (2ª Integralização)	R\$ 100	jan/21	107,50% do CDI
EDP Espírito Santo - 6ª Emissão de Debêntures (2ª Integralização)	R\$ 100	jan/21	107,50% do CDI
EDP São Paulo - BNDES FINEM	R\$ 37	jun/25	TJLP + 2,96%a.a. / IPCA + 3,23%a.a.
EDP São Paulo - BNDES FINAME (Liberação)	R\$ 1	mai/22	TJLP
EDP São Paulo - 9ª Emissão de Debêntures	R\$ 260	ago/25	IPCA + 5,91% a.a.
EDP São Paulo - Cédula de Crédito Bancário	R\$ 90	fev/19	CDI + 0,95% a.a.
EDP Espírito Santo - BNDES FINEM	R\$ 88	jun/25	TJLP + 2,96%a.a. / IPCA + 3,23%a.a.
EDP Espírito Santo - BNDES FINAME (Liberação)	R\$ 1	mai/22	TJLP
EDP Espírito Santo - 7ª Emissão de Debêntures	R\$ 190	jul/25	IPCA + 5,91% a.a.
EDP Espírito Santo - Cédula de Crédito Bancário	R\$ 90	fev/19	CDI + 0,95% a.a.
EDP Grid - Cédula de Câmbio	R\$ 82	ago/23	CDI + 0,45% a.a.
Investco - Cédula de Crédito Bancário	R\$ 40	ago/18	CDI + 1,20% a.a.
Lajeado - 3ª Emissão de Debêntures	R\$ 100	out/22	109,25% do CDI
Enerpeixe - 3ª Emissão de Debêntures	R\$ 255	nov/23	112,48% do CDI
EDP Transmissão - Cédula de Crédito Bancário	R\$ 27	jun/18	CDI + 0,64% a.a.
EDP Transmissão - 1ª Emissão de Debêntures	R\$ 115	mai/33	IPCA + 7,0267% a.a.
EDP Transmissão MA I - Cédula de Crédito Bancário	R\$ 1	jun/19	CDI + 1,0% a.a.
EDP Transmissão MA II - Cédula de Crédito Bancário	R\$ 1	jun/19	CDI + 1,0% a.a.
EDP Transmissão Aliança - Cédula de Crédito Bancário	R\$ 30	out/18	CDI + 0,83% a.a.
EDP Transmissão Aliança - 1ª Emissão de Notas Promissórias	R\$ 200	abr/20	111,00% do CDI
EDP Transmissão Aliança - 1ª Emissão de Debêntures	R\$ 1.200	out/28	IPCA + 6,72% a.a.
Total	R\$ 3.008		

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

e) Fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez

Em 05 de setembro de 2017 as distribuidoras firmaram contratos de financiamento junto ao BNDES no valor total de R\$753,8, dos quais R\$333,0 já foram desembolsados até 31 de dezembro de 2018. Em 2019 não tivemos novos desembolsos. O financiamento teve como objeto o plano de investimento dos anos de 2016 a 2018 das companhias. A linha de crédito esteve aberta para desembolso até maio de 2019 e possui vencimento final em 2025, com juros que variam entre TJLP + 2,96% a.a. e Taxa de Referência do BNDES + 3,23% a.a. (com correção pelo IPCA).

Em 28 de dezembro de 2018 a EDP Transmissão MA II contratou financiamento junto ao Banco do Nordeste do Brasil – BNB para suprir parte dos valores que serão investidos na construção da linha de transmissão do Lote 11 do leilão nº 05/16. A linha totaliza R\$ 124,5 dos quais já foram desembolsados R\$ 122,8 até 31 de dezembro de 2020.

Em 28 de junho de 2019 a EDP Transmissão MA I contratou financiamento junto ao Banco do Nordeste do Brasil – BNB para suprir parte dos valores que serão investidos na construção da linha de transmissão do Lote 7 do leilão nº 05/16. A linha totaliza R\$ 252,1 dos quais já foram desembolsados R\$ 177,8 até 31 de dezembro de 2020.

Outras necessidades de financiamento estão asseguradas pelo acesso das empresas a operações de crédito com instituições financeiras parceiras (Itaú, Bradesco, ABC, Banco Votorantim, Citibank, MUFG, dentre outros) que nos apoiam no complemento de nossas necessidades de caixa, quando inferiores a geração de caixa operacional.

Nossos diretores entendem que as linhas de crédito existentes são suficientes para as necessidades da Companhia e, em caso de necessitar de recursos para eventuais investimentos em ativos não-circulantes, a Companhia buscará fontes de financiamento de longo prazo, tais como empréstimos junto a bancos de fomento, como o BNDES e o BNB, e debêntures de infraestrutura, dentre outras alternativas que estejam à disposição no momento.

f) Níveis de endividamento e as características de tais dívidas

Nossos Diretores acreditam que nosso nível de endividamento vem se mantendo em um patamar condizente com nosso fluxo de caixa.

No entendimento de nossos Diretores, a composição do nosso endividamento também demonstra a boa saúde financeira do grupo. O prazo médio da dívida consolidada em 31 de dezembro de 2020 atingiu 3,8 anos enquanto que no mesmo período do ano anterior atingiu 4,1 anos. Os Diretores, neste sentido, entendem que tal variação se deve, principalmente: (i) às captações de curto prazo realizadas nas distribuidoras, EDP SP e EDP ES, e nas geradoras, Energest e Enerpeixe e (ii) às diversas liquidações e captações realizadas pelas empresas do grupo.

O índice de alavancagem total sobre o patrimônio líquido ficou em 47,2% em 2020, frente a 47,8% no ano anterior. A variação se deve ao aumento do patrimônio líquido da companhia, principalmente devido aos maiores resultados da companhia no período. Os Diretores entendem que o indicador se encontra administrado em um nível adequado.

Em 2019 o nível de alavancagem sobre o patrimônio líquido foi de 47,8%, superior aos 46,7% de 2018. O aumento se deve a uma maior alavancagem nas empresas operacionais, para ganho de eficiência da estrutura financeira e para financiamento dos investimentos em transmissão.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Alavancagem total (R\$ milhões)	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2020
Empréstimos e financiamentos de curto prazo	805,2	617,5	2.053,6
Debêntures de curto prazo	586,1	1.371,2	1.260,8
	1.391,2	1.988,7	3.314,4
Empréstimos e financiamentos de longo prazo	1.750,1	1.659,6	1.765,1
Debêntures de longo prazo	4.317,5	4.816,5	3.955,5
	6.067,6	6.476,2	5.720,5
Total da alavancagem	7.458,8	8.464,8	9.034,9
Patrimônio Líquido (*)	8.523,7	9.229,0	10.121,1
Alavancagem Total sobre	46,7%	47,8%	47,2%
Alavancagem Total + Patrimônio Líquido			

(*) Patrimônio líquido não considera a Participação dos não controladores

(i) **Contratos de empréstimos e financiamentos (em R\$ mil)**

CONSOLIDADO EDP - ENERGIAS DO BRASIL

	Empresa	Vigência do contrato	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
Moeda estrangeira									
Banco Citibank - Cédula de Crédito Bancário	EDP São Paulo Distribuição de Energia	04/09/2015 a 04/09/2019	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	Libor 3M + 1,84% a.a.	Principal anual a partir de setembro/2018 e Juros trimestrais	Nota Promissória	-	-	39.816
Banco Caixa Geral de Depósitos	Porto do Pecém	09/12/2016 a 06/12/2019		Libor 6M + 2,50% a.a.	Principal em parcela única no vencimento e Juros semestrais	Nota Promissória da EDP - Energias do Brasil	-	-	173.460
Scotia Bank	EDP Transmissão SP-MG	23/12/2020 a 10/12/2021	Dívida líquida em relação ao EBITDA consolidado da EDP - Energias do Brasil menor ou igual a 3,5, apurado trimestralmente em Março, Junho, Setembro e Dezembro.	USD + 0,95% a.a.	Principal e juros com parcela única ao final do contrato	Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil.	306.104	-	-
							306.104	-	213.276
Moeda nacional									
Eletrobras LPT - ECFS 184/07	EDP São Paulo Distribuição de Energia	30/11/2009 a 30/10/2019		5% a.a. + 1% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	-	-	1.095
BNDES - BB/CALC	EDP São Paulo Distribuição de Energia	17/02/2010 a 17/06/2019	Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5.	4,5% a.a. e de 1,81% a 3,32% a.a. acima da	Principal e juros mensal	(i) Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil e (ii) Depósito caucionado	-	-	2.443
BNDES - FINEM	EDP São Paulo Distribuição de Energia	28/12/2014 a 16/12/2024	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(ii) menor ou igual a 3,5.	TJLP a TJLP + 3,05% a.a., TR(iii) + 3,05% a.a., e Pré de	Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal. Principal e juros anuais.	a. Depósitos caucionados; b. Fiança Corporativa da EDP Energias do Brasil.	134.980	143.503	184.177
(-) Custo de transação	EDP São Paulo Distribuição de Energia	28/12/2014 a 16/12/2024					(244)	(421)	(616)
BNDES - FINEM / N° 17.2.0295.1	EDP São Paulo Distribuição de Energia	05/09/2017 a 15/06/2025	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	TJLP + 2,96% a.a. IPCA + TR + 3,23% a.a.	a)Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal; b)Principal e juros anuais.	a. Cessão fiduciária de no mínimo 130% do valor do saldo devedor; b. Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil.	173.962	169.650	168.697
(-) Custo de transação	EDP São Paulo Distribuição de Energia	05/09/2017 a 15/06/2025					(1.332)	(1.958)	(2.665)

	Empresa	Vigência do contrato	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
Moeda nacional									
Notas Promissórias (4ª Emissão)	EDP São Paulo Distribuição de Energia	19/07/2017 a 19/07/2019	Dívida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	107,5% do CDI	Principal e Juros em parcela única no final		-	-	144.304
(-) Custo de transação	EDP São Paulo Distribuição de Energia	19/07/2017 a 19/07/2019					-	-	(23)
Banco ABC - Cédula de Crédito Bancário	EDP São Paulo Distribuição de Energia	07/11/2018 a 05/02/2019		CDI + 0,95% a.a.	Principal e Juros em parcela única no final		-	-	90.924
(-) Custo de transação	EDP São Paulo Distribuição de Energia	07/11/2018 a 05/02/2019					-	-	(338)
Notas Promissórias (5ª Emissão)	EDP São Paulo Distribuição de Energia	19/07/2019 a 17/07/2024	Dívida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	106,58% do CDI	Principal e Juros em parcela única no final		316.857	307.771	-
(-) Custo de transação	EDP São Paulo Distribuição de Energia	19/07/2019 a 17/07/2024					(357)	(457)	-
Notas Promissórias (6ª Emissão)	EDP São Paulo	03/04/2020 a 29/03/2021	Dívida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	CDI + 3,00%	Principal e juros com parcela única ao final do contrato		363.771	-	-
(-) Custo de transação	EDP São Paulo	03/04/2020 a 29/03/2021					(998)	-	-
Notas Promissórias (7ª Emissão)	EDP São Paulo	08/04/2020 a 03/04/2021	Dívida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	CDI + 3,00%	Principal e juros com parcela única ao final do contrato		124.624	-	-
(-) Custo de transação	EDP São Paulo	08/04/2020 a 03/04/2021					(373)	-	-
BNDES - FINEM / Nº 17.2.0296.1	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	05/09/2017 a 15/06/2025	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	TJLP + 2,96% a.a. IPCA + TR + 3,23% a.a.	a)Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal; b)Principal e juros anuais.	a. Cessão fiduciária de no mínimo 130% do valor da prestação vincenda do mês subsequente; b. Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil.	189.402	183.563	184.421
(-) Custo de transação	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	05/09/2017 a 15/06/2025					(1.032)	(1.507)	(2.045)

	Empresa	Vigência do contrato	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
Moeda nacional									
BNDES - BB/CALC	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	17/02/2010 a 15/05/2017	Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5.	4,5% a.a. e de 1,81% a 3,32% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensal	(i) Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil e (ii) Depósito caucionado	-	-	1.181
BNDES - FINEM	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	28/12/2014 a 16/12/2024	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(ii) menor ou igual a 3,5.	TJLP a TJLP + 3,05% a.a., TR(iii) + 3,05% a.a., e Pré de 6,00% a.a.	Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal. Principal e juros anuais.	a. Depósitos caucionados; b. Fiança Corporativa da EDP Energias do Brasil.	129.823	140.412	179.363
(-) Custo de transação	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	28/12/2014 a 16/12/2024			Amortização mensal do custo de transação		(243)	(442)	(671)
Eletrobras LPT - ECFS 181/07	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	30/04/2010 a 30/04/2020		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	-	1.898	6.039
Eletrobras LPT - ECFS 258/09	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	30/01/2012 a 30/12/2021		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	1.702	3.564	5.106
Notas Promissórias (1ª Emissão)	EDP Espírito Santo	08/04/2020 a 03/04/2021	Dívida Líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	CDI + 2,50% a.a.	Principal e juros com parcela única ao final do contrato		155.231	-	-
(-) Custo de transação	EDP Espírito Santo	08/04/2020 a 03/04/2021			Amortização mensal do custo de transação		(419)	-	-
MFUG - Cédula de Câmbio	EDP Espírito Santo	20/02/2020 a 22/2/2021	Dívida líquida em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5, apurado trimestralmente em Março, Junho, Setembro e Dezembro.	CDI + 0,10% a.a.	Principal e juros com parcela única ao final do contrato	Nota Promissória	204.522	-	-
Ações recebíveis cumulativa (iii)	Investco				Dividendos anuais e pagamento do principal		63.057	59.057	59.681

	Empresa	Vigência do contrato	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
Moeda nacional									
BNDES	Porto do Pecém	09/07/2009 a 15/06/2026	Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,20.	2,77% a.a. acima da TJLP	Principal e juros mensais	a. Penhor de ações; b. depósitos caucionados; c. cessão de direitos e contratos; d. notas promissórias; e. hipoteca; e f. alienação de ativos.	679.344	803.020	923.694
(-) Custo de Transação	Porto do Pecém	09/07/2009 a 15/06/2026	-				(1.766)	(2.460)	(3.268)
Banco Citibank - Cédula de Câmbio	EDP São Paulo Distribuição de Energia	29/05/2015 a 29/05/2019	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	85% do CDI + 1,19%	Principal anual a partir de maio/2018 e Juros trimestrais	Nota Promissória	-	-	75.476
Banco Citibank - Cédula de Câmbio	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	29/05/2015 a 29/05/2019	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	85% do CDI + 1,19%	Principal anual a partir de maio/2018 e Juros trimestrais	Nota Promissória	-	-	50.317
BNDES FINEM (SAFRA)	EDP Soluções em Energia	02/08/2017 a 15/08/2022	Dívida líquida em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5, do Consolidado da EDP Energias do Brasil.	TJLP + 4,3%a.a.	Principal e Juros em 54 parcelas mensais a partir 15/03/2018, antes juros trimestrais.	Aval EDP - Energias do Brasil	-	-	7.166
MUFG - Cédula de Câmbio	EDP GRID	20/08/2018 a 22/08/2023	Dívida líquida em relação ao EBITDA consolidado da EDP - Energias do Brasil menor ou igual a 3,5, apurado semestralmente em Junho e Dezembro.	CDI + 0,45% a.a	Principal semestral a partir de agosto/2020 e juros semestral	Aval EDP - Energias do Brasil	145.723	156.582	84.176
Notas Promissórias (1ª Emissão)	EDP Transmissão Aliança	04/10/2018 a 02/04/2020		111,00% do CDI a.a.	Principal e Juros em parcela única no final	Fiança Corporativa de da EDP - Energias do Brasil proporcional à sua participação acionária	-	-	203.195
Banco Citibank - Cédula de Crédito Bancário	EDP Transmissão MA I	17/12/2018 a 15/06/2019		CDI + 1,0% a.a.	Principal e Juros em parcela única no final	Aval da EDP Energias do Brasil	-	70.001	1.001
Banco do Nordeste do Brasil	EDP Transmissão MA I	05/06/2020 a 15/07/2043		IPCA + 2,2809% a.a IPCA + 2,7877% a.a.	Principal e Juros mensais a partir de fevereiro/2023	Fiança Bancária	183.180	-	-
(-) Custo de transação	EDP Transmissão MA I						(480)	-	-

	Empresa	Vigência do contrato	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
Moeda nacional									
Banco do Nordeste do Brasil	EDP Transmissão MA II	28/12/2018 a 15/01/2039		IPCA + 2,57% a.a.	Principal mensal a partir de fevereiro/2022 e juros trimestrais durante carência e mensal a partir de fevereiro/2022	a. Cessão de direitos e contratos; b. Fianças bancárias; c. Penhor de ações; d. Alienação fiduciária de máquinas e equipamentos;; e. Depósitos caucionados	125.907	21.764	-
(-) Custo de transação	EDP Transmissão MA II						(483)	(535)	-
Banco Citibank - Cédula de Crédito Bancário	EDP Transmissão MA II	17/12/2018 a 15/06/2019		CDI + 1,0% a.a.	Principal e Juros em parcela única no final	Aval da EDP Energias do Brasil	-	70.289	1.001
MFUG - Cédula de Câmbio	EDP Comercialização	25/07/2019 a 22/07/2021		CDI + 0,44% a.a. até 21/07/2020 e CDI + 1,89% a.a. até 22/07/2021	Principal e Juros em parcela única no final	a. Nota Promissória e b. Aval EDP - Energias do Brasil	152.545	153.823	-
MFUG - Cédula de Câmbio	EDP Transmissão SP-MG	08/06/2020 a 08/06/2021		CDI + 1,85% a.a.	Principal e juros com parcela única ao final do contrato	Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil.	102.205	-	-
Notas Promissórias (1ª Emissão)	Enerpeixe	03/04/2020 a 29/03/2021	Dívida Líquida em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	CDI + 3,00% a.a.	Principal e juros com parcela única ao final do contrato		176.689	-	-
(-) Custo de transação	Enerpeixe	03/04/2020 a 29/03/2021			Principal e juros com parcela única ao final do contrato		(425)	-	-
Notas Promissórias (1ª Emissão)	Energest	15/05/2020 a 16/05/2022	Dívida Líquida em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	CDI + 2,75% a.a.	Principal e juros com parcela única ao final do contrato		103.068	-	-
(-) Custo de transação	Energest	15/05/2020 a 16/05/2022			Principal e juros com parcela única ao final do contrato		(1.226)	-	-
							3.517.214	2.277.117	2.363.831

	Empresa	Vigência do contrato	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
Derivativos									
Banco Caixa Geral de Depósitos	Porto do Pecém	09/12/2016 a 06/12/2019		Swap Libor 6M + 2,50% a.a. para CDI + 2,73% a.a.	Conforme fluxo de amortização de principal e juros da dívida protegida		-	-	(19.699)
Banco Citibank	EDP São Paulo Distribuição de Energia	04/09/2015 a 04/09/2019	-	Swap Libor 3M + 1,84% a.a. para CDI + 1,20% a.a.	Conforme fluxo de amortização de principal e juros da dívida protegida.	-	-	-	(2.156)
Scotia Bank	EDP Transmissão SP-MG	23/12/2020 a 10/12/2021		Swap de variação cambial e de Pré 0,95% a.a. para CDI + 0,45% a.a.	Conforme fluxo de amortização de principal e juros da dívida protegida.	-	(4.627)		
							(4.627)	-	(21.855)
Total							3.818.691	2.277.117	2.555.252

(i) O EBITDA Ajustado significa "o resultado antes das despesas financeiras, impostos, depreciação e amortização, ajustado com os ativos e passivos da Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" - CVA, sobrecontratação e neutralidade dos encargos setoriais".

(ii) O EBITDA Ajustado significa "o resultado antes das despesas financeiras, impostos, depreciação e amortização, ajustado com os ativos e passivos da Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" - CVA, sobrecontratação e neutralidade dos encargos setoriais" e com outras rubricas não operacionais que tenham efeito no caixa.

(iii) Referem-se às ações preferenciais resgatáveis das classes "A", "B" e "C" emitidas pela controlada indireta Investco, onde, de acordo com o artigo 8º do seu Estatuto Social, os detentores de tais ações gozam, entre outros, do direito de recebimento de um dividendo anual fixo, cumulativo, de 3% sobre o valor de sua respectiva participação no capital social. Devido à suas características, as ações foram classificadas como um instrumento financeiro de dívida por satisfazerem a definição de passivo financeiro, pelo fato da Investco não ter o direito de evitar o envio de caixa ou outro ativo financeiro para outra entidade, conforme determina o item 19 do CPC 39. O pagamento anual de dividendos foi considerado até 2033 (término da concessão) e descontado a valor presente pela taxa de 8,70% a.a., que equivale ao custo médio de captação da Investco na data de avaliação das ações.

(ii) Debêntures (em RS mil)**CONSOLIDADO EDP - ENERGIAS DO BRASIL**

Agente Fiduciário	Empresa	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	176.800	3ª emissão em 27/08/2014	27/08/2014 a 27/08/2020	Alongamento da dívida e capital de giro.	CDI + 1,50%	Principal semestral a partir de 27/08/2018 e juros semestral		-	72.429	145.299
(-) Custos de emissão	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia		3ª emissão em 27/08/2014				Amortização mensal		-	(20)	(87)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	190.000	5ª emissão em 07/04/2017	07/04/2017 a 07/04/2022	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro.	108,75% do CDI a.a.	Principal semestral a partir de abril/2020 e juros semestral		114.540	192.352	192.870
(-) Custos de emissão	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia		5ª emissão em 07/04/2017				Amortização mensal		(150)	(414)	(742)
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	120.000	6ª emissão em 20/12/2017	20/12/2017 a 20/01/2021	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro.	107,50% do CDI a.a.	Principal anual a partir de janeiro/2020 e juros semestral.		111.027	225.688	226.554
(-) Custos de emissão	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	(1.438)	6ª emissão em 20/12/2017	20/12/2017 a 20/01/2021			Amortização mensal		(14)	(289)	(810)
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Espírito Santo	190.000	7ª emissão em 15/08/2018	15/08/2018 a 15/07/2025	Expansão, renovação e melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica	IPCA + 5,91%	Principal anual a partir de agosto/2023 e juros semestral		211.503	202.027	194.757
(-) Custos de emissão	EDP Espírito Santo	(2.941)	7ª emissão em 15/08/2018	15/08/2018 a 15/07/2025			Amortização mensal		(1.793)	(2.284)	(2.739)
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	300.000	8ª emissão em 30/03/2019	09/04/2019 a 30/03/2024	Refinanciar e alongar o prazo média da dívida e capital de giro	106,90% do CDI a.a.	Principal em parcela única no vencimento e juros semestral		301.516	303.989	-
(-) Custos de emissão	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia						Amortização mensal		(694)	(908)	-
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia	150.000	9ª emissão em 07/04/2020	09/04/2020 a 07/04/2021	Capital de Giro	CDI + 3,00% a.a.	Principal e juros com parcela única ao final do contrato		155.194		
(-) Custos de emissão	EDP Espírito Santo Distribuição de Energia						Amortização mensal		(354)		

Agente Fiduciário	Empresa	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP São Paulo Distribuição de Energia	300.000	5ª emissão em 30/04/2014	30/04/2014 a 30/04/2019	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	CDI + 1,39%	Principal semestral a partir de abril/2017 e juros semestral		-	-	36.448
(-) Custos de emissão	EDP São Paulo Distribuição de Energia		5ª emissão em 30/04/2014				Amortização mensal		-	-	(41)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP São Paulo Distribuição de Energia	150.000	7ª emissão em 07/04/2017	07/04/2017 a 07/04/2022	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro.	108,75% do CDI a.a.	Principal semestral a partir de abril/2020 e juros semestral		90.718	152.477	152.266
(-) Custos de emissão	EDP São Paulo Distribuição de Energia		7ª emissão em 07/04/2017				Amortização mensal		(121)	(335)	(600)
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	EDP São Paulo distribuição de energia	100.000	8ª emissão em 20/12/2017	20/12/2017 a 20/01/2022	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro.	107,50% do CDI a.a.	Principal anual a partir de janeiro/2020 e juros semestral.		100.933	205.171	205.958
(-) Custos de emissão	EDP São Paulo distribuição de energia	(1.317)	8ª emissão em 20/12/2017	20/12/2017 a 20/01/2022			Amortização mensal		(13)	(263)	(742)
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP São Paulo Distribuição de Energia	260.000	9ª emissão em 15/08/2018	15/08/2018 a 15/08/2025	Expansão, renovação e melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica	IPCA + 5,91%	Principal anual a partir de agosto/2023 e juros semestral		289.133	275.835	266.510
(-) Custos de emissão		(3.948)	9ª emissão em 15/08/2018	15/08/2018 a 15/08/2025			Amortização mensal		(2.407)	(3.069)	(3.680)
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP São Paulo Distribuição de Energia	200.000	10ª emissão em 30/03/2019	09/04/2019 a 30/03/2024	Refinanciar e alongar o prazo média da dívida e capital de giro	106,60% do CDI a.a.	Principal em parcela única no vencimento e juros semestral		201.008	202.652	-
(-) Custos de emissão	EDP São Paulo Distribuição de Energia						Amortização mensal		(557)	(728)	-
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Transmissão	115.000	1ª emissão em 15/05/2018	15/05/2018 a 15/05/2033	Implementação do projeto de linha de transmissão e subestação do lote 24 do leilão 13/2015-ANEEL	IPCA + 7,0267% a.a.	Principal e juros semestral a partir de maio/2021	a. Fiança Corporativa	151.939	135.576	122.622
(-) Custos de emissão	EDP Transmissão	(7.774)	1ª emissão em 15/05/2018	15/05/2018 a 15/05/2033			Amortização mensal		(5.595)	(6.443)	(7.218)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP - Energias do Brasil	179.887	2ª Série da 4ª emissão em 15/09/2015	15/09/2015 a 15/09/2021	Destinada a investimentos em projetos da Companhia	IPCA + 8,3201% a.a.	Amortizações anuais a partir de setembro de 2019 e juros semestral		86.213	147.619	214.695

Agente Fiduciário	Empresa	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP - Energias do Brasil	48.066	3ª Série da 4ª emissão em 15/09/2015	15/09/2015 a 15/09/2024	Destinada a investimentos em projetos da Companhia	IPCA + 8,2608% a.a.	Amortizações anuais a partir de setembro de 2022 e juros semestral		51.604	59.168	57.357
(-) Custos de emissão	EDP - Energias do Brasil		3ª Série da 4ª emissão em 15/09/2015	15/09/2015 a 15/09/2024			Amortização mensal		(462)	(956)	(1.446)
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	EDP Transmissão Aliança	1.200.000	1ª emissão em 15/10/2018	15/10/2018 a 15/10/2028	Implementação do projeto de linha de transmissão e subestação do lote 21 do leilão 05/2016-ANEEL	IPCA + 6,7200% a.a.	Principal semestral a partir de abril/2023 e juros semestral	a. Fianças Corporativas	1.317.568	1.260.557	1.217.114
(-) Custos de emissão	EDP Transmissão Aliança	(56.660)	1ª emissão em 15/10/2018	15/10/2018 a 15/10/2028			Amortização mensal		(41.681)	(47.557)	(54.978)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Lajeado Energia	450.000	1ª emissão em 25/11/2013	25/11/2013 a 25/11/2019	Pagamento aos acionistas a título de reembolso das ações decorrente da redução de capital social ocorrida em 03/05/2013	CDI + 1,20%	Principal anual e juros semestral	Fiança Corporativa de	-	-	151.091
(-) Custos de emissão	Lajeado Energia		1ª emissão em 25/11/2013				Amortização mensal		-	-	(188)
Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Lajeado Energia 1ª série	100.000	2ª emissão em 08/12/2017	08/12/2017 a 08/12/2020	Readequação da estrutura de capital , com redução de capital social.	109% do CDI a.a.	Principal em parcela única em dezembro/2020 e juros semestral		-	100.285	100.376
Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Lajeado Energia 2ª série	200.000	2ª emissão em 08/12/2017	08/12/2017 a 08/12/2022	Readequação da estrutura de capital , com redução de capital social.	113,70% do CDI a.a.	Principal anual a partir de dezembro/2021 e juros semestral		200.271	200.597	200.785
(-) Custos de emissão	Lajeado Energia								(238)	(518)	(824)
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Lajeado Energia	100.000	3ª emissão em 14/11/2018	14/11/2018 a 20/10/2022	Capital de Giro de Refinanciamento de Dívida	109,25% do CDI a.a.	Principal anual a partir de outubro/2021 e juros semestral		100.410	101.013	100.729
(-) Custos de emissão	Lajeado Energia	(351)	3ª emissão em 14/11/2018	14/11/2018 a 20/10/2022			Amortização mensal		(133)	(417)	(334)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Lajeado Energia	100.000	4ª emissão em 19/11/2019	19/11/2019 a 19/11/2020	Capital de Giro de Refinanciamento de Dívida	CDI + 0,20% a.a.	Principal e juros em parcela única no vencimento		-	100.493	-
(-) Custos de emissão	Lajeado Energia			19/11/2019 a 19/11/2020			Amortização mensal		-	(43)	-
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Energest	54.000	2ª Série da 2ª emissão em 20/04/2016	20/04/2016 a 20/04/2020	Reforço de capital de giro e refinanciamento do endividamento da emissora.	CDI + 2,65% a.a.	Principal semestral a partir de abril/2018 e juros semestrais		-	-	32.937
(-) Custos de emissão	Energest	(640)	2ª Série da 2ª emissão em 20/04/2016	20/04/2016 a 20/04/2020			Amortização mensal		-	-	(104)

Agente Fiduciário	Empresa	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	EDP - Energias do Brasil	250.000	5ª emissão em 22/03/2016	22/03/2016 a 15/04/2022	Destinada a investimentos em projetos da Companhia	IPCA + 8,3479% a.a.	Amortizações anuais a partir de abril de 2021 e juros semestrais		306.204	291.190	281.950
(-) Custos de emissão	EDP - Energias do Brasil	(7.097)	5ª emissão em 22/03/2016	22/03/2016 a 15/04/2022			Amortização mensal		(1.029)	(2.484)	(3.678)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Enerpeixe	350.000	1ª emissão em 22/11/2016	22/11/2016 a 22/05/2020	Redução de capital e distribuição de recursos aos acionistas	114,50% do CDI a.a. até 22/11/2019; e 100% do CDI + 0,43% a.a. até 22/05/2020	Principal anual a partir de novembro/2018 e juros semestral	Cessão Fiduciária dos	-	88.029	176.287
(-) Custos de emissão	Enerpeixe		1ª emissão em 22/11/2016	22/11/2016 a 22/05/2020			Amortização mensal		-	-	(540)
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Enerpeixe	320.000	2ª emissão em 20/11/2017	20/11/2017 a 20/12/2022	Realavancagem e redução de capital	116% do CDI a.a.	Principal semestral a partir de junho/2020 e juros semestral	Cessão Fiduciária dos	213.505	320.380	320.549
(-) Custos de emissão	Enerpeixe	(2.048)	2ª emissão em 20/11/2017	20/11/2017 a 20/12/2022			Amortização mensal		(431)	(913)	(1.420)
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Enerpeixe	255.000	3ª emissão em 23/11/2018	23/11/2018 a 23/11/2023	Alongamento da dívida.	112,48% do CDI a.a.	Principal em parcela única em novembro/2023 e juros semestral		255.582	256.222	255.212
(-) Custos de emissão	Enerpeixe	(510)	3ª emissão em 23/11/2018	23/11/2018 a 23/11/2023			Amortização mensal		(301)	(405)	(493)
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Porto do Pecém	330.000	1ª emissão em 14/11/2016	14/11/2016 a 14/11/2021	Liquidação antecipada do financiamento junto ao BID	CDI + 2,95% a.a.	Principal anual a partir de novembro/2020 e juros semestral	Fiança Corporativa de	166.010	333.061	333.719
(-) Custos de emissão	Porto do Pecém		1ª emissão em 14/11/2016	14/11/2016 a 14/11/2021			Amortização mensal		(345)	(1.086)	(1.876)
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	EDP Transmissão SP-MG	250.000	1ª emissão em 13/12/2018	29/01/2019 a 15/06/2020	Implementação do projeto de linha de transmissão e subestação do lote 18 do leilão 05/2016-ANEEL	CDI + 0,20% a.a.	Principal e juros em parcela única no vencimento	a. Fiança Corporativa	-	268.819	-
(-) Custos de emissão	EDP Transmissão SP-MG	(984)		29/01/2019 a 15/06/2020			Amortização mensal		-	(311)	-
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Transmissão SP-MG	800.000	2ª emissão em 15/07/2019	15/07/2019 a 15/07/2039	Implementação do projeto de linha de transmissão e subestação do lote 18 do leilão 05/2016-ANEEL	IPCA + 4,45% a.a.	Principal semestral a partir de julho/2022 e juros semestral	a. Fiança Corporativa	897.800	816.081	-
(-) Custos de emissão	EDP Transmissão SP-MG	(56.278)		15/07/2019 a 15/07/2039			Amortização mensal		(50.159)	(54.546)	-
Total									5.216.201	6.187.721	4.903.545

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

(iii) grau de subordinação entre as dívidas

Na visão de nossos Diretores, não existe grau de subordinação contratual entre as dívidas quirografárias da Companhia e de suas controladas.

Adicionalmente, cumpre informar que as linhas de crédito contratadas pelas controladas da Companhia junto ao BNDES contam com prestação de garantias reais sobre os ativos, de cessão fiduciária e de recebíveis.

Em relação à Companhia, por ser uma holding, há uma subordinação estrutural das dívidas da Companhia em relação às das controladas.

Em eventual concurso universal de credores, após a realização dos ativos da Companhia, serão satisfeitos, nos termos da lei, os créditos trabalhistas, previdenciários e fiscais, com preferência em relação aos credores que contem com garantia real, flutuante e quirografários.

(iv) eventuais restrições impostas à Companhia, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário, bem como se o emissor vem cumprindo essas restrições

Os principais covenants financeiros a que nossas empresas estão obrigadas a cumprir são os seguintes:

- Dívida bruta em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5 vezes, para as empresas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, Energest e Lajeado, totalmente atendidos em 2018. A partir do fechamento de 2020 (inclusive) nenhuma companhia do grupo possuía mais o covenant financeiro de dívida bruta em relação ao Ebitda.
- Dívida líquida em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5 vezes para a EDP Energias do Brasil Consolidada, e para a Enerpeixe, a Lajeado, a EDP São Paulo, a EDP Espírito Santo, totalmente atendidos em 2020, 2019 e 2018.
- Dívida líquida em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5 vezes para a EDP Energias do Brasil Consolidada, e para a Enerpeixe, a Lajeado, a EDP São Paulo, a EDP Espírito Santo, totalmente atendidos em 2020, 2019 e 2018.
- Dívida Líquida em relação ao EBITDA menor ou igual a 2,5 vezes para a Energest, totalmente atendido em 2018.
- ICSD – Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,2 vezes para a Santa Fé, totalmente atendido em 2017.
- ICSD – Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,2 vezes para a Porto do Pecém, totalmente atendido em 2020, 2019 e 2018.

Os covenants assumidos pela Companhia, pela EDP São Paulo e pela EDP Espírito Santo, que possuem apurações semestrais, permanecem totalmente atendidos. Os covenants assumidos pela Companhia, que possuem apurações trimestrais, permanecem totalmente atendidos.

A controlada Santa Fé, além do ICSD, possuía restrição de pagamento de dividendos superiores ao mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido. A dívida da companhia foi liquidada antecipadamente em julho de 2018.

A controlada Porto do Pecém, além do ICSD, possui restrição de pagamento de dividendos superior ao mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido, embora uma vez atendido o ICSD e o ICSD projetado sejam acima de 1,3 vezes, é possível aumento nesse percentual.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Os nossos Diretores destacam que o descumprimento de qualquer desses covenants pode resultar na antecipação do vencimento dos contratos de financiamento das nossas controladas, o que poderia ter um impacto financeiro negativo na Companhia.

Os nossos Diretores ressaltam, ainda, que a Companhia e suas controladas monitoram todos esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam sempre atendidas. No entendimento dos nossos Diretores, todas as condições restritivas e demais covenants assumidos por nós e por nossas controladas estão adequadamente atendidos. Na visão dos Diretores, esses índices restritivos estão de acordo com as métricas do mercado, e não acarretam em riscos excessivos à Companhia.

g) Limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

Os Diretores informam que, atualmente, a EDP Transmissão MA I e a EDP Transmissão MA II possuem contratos de financiamento junto ao BNB, com limite total de utilização de R\$252,1 e de R\$124,5, respectivamente, dos quais R\$ 177,8 já foram utilizados pela EDP Transmissão MA I e R\$122,8 já foram utilizados pela EDP Transmissão MA II até 31 de dezembro de 2020.

Mais informações sobre a linha de crédito acima foram apresentadas no item 10.1 (e). Na visão de nossos Diretores, os limites de utilização dos financiamentos contratados são adequados, pois seguem estritamente o estipulado nos contratos.

h) Alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

A discussão a seguir sobre a situação financeira e o resultado das operações da Companhia reflete o entendimento dos nossos Diretores e deverá ser lida junto com as demonstrações financeiras da Companhia relativa aos exercícios sociais de 31 de dezembro de 2020, 2019 e 2018, e respectivas notas explicativas, bem como com as informações constantes dos demais itens. Os valores nas tabelas estão apresentados em milhões de reais, conjuntamente com os comentários explicativos, exceto quando indicado.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO

Itens em R\$ Milhões ou %	31/12/2018	AV	31/12/2019	AV	31/12/2020	AV	Variação 2020-2019 (%)	Variação 2019-2018 (%)
Receita Operacional Líquida¹	12.846,9	100,0%	12.556,8	100,0%	13.207,7	100,0%	5,2%	-2,3%
Receita de Construção	970,6	7,6%	2.589,8	20,6%	1.772,7	13,4%	-31,6%	166,8%
Margem Construção Transmissoras	16,7	0,1%	81,7	0,7%	3,4	0,0%	-95,8%	n.a
Gastos Não Gerenciáveis	(9.042,1)	-70,4%	(8.479,5)	-67,5%	(8.381,6)	-63,5%	-1,2%	-6,2%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(7.392,8)	-57,5%	(6.926,4)	-55,2%	(7.204,6)	-54,5%	4,0%	-6,3%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(967,6)	-7,5%	(957,3)	-7,6%	(1.121,0)	-8,5%	17,1%	-1,1%
Outros	(681,7)	-5,3%	(595,7)	-4,7%	(56,0)	-0,4%	-90,6%	-12,6%
Margem Bruta	3.821,5	29,7%	4.159,0	33,1%	4.829,5	36,6%	16,1%	8,8%
Gastos Gerenciáveis	(1.053,5)	-8,2%	(1.244,8)	-9,9%	(1.447,6)	-11,0%	16,3%	18,2%
PMSO	(1.333,9)	-10,4%	(1.151,4)	-9,2%	(1.353,8)	-10,3%	17,6%	-13,7%
Pessoal	(489,1)	-3,8%	(376,9)	-3,0%	(523,2)	-4,0%	38,8%	-22,9%
Material	(76,3)	-0,6%	(63,7)	-0,5%	(86,0)	-0,7%	35,1%	-16,5%
Serviços de Terceiros	(491,8)	-3,8%	(472,4)	-3,8%	(469,7)	-3,6%	-0,6%	-4,0%
Provisões	(132,4)	-1,0%	(157,2)	-1,3%	(191,4)	-1,4%	21,8%	18,8%
Outros	(144,3)	-1,1%	(81,2)	-0,6%	(83,4)	-0,6%	2,7%	-43,7%
Ganhos/Perdas na Desativação/Alienação de Bens	(94,2)	-0,7%	(93,4)	-0,7%	(93,9)	-0,7%	0,4%	-0,8%
Ganhos Alienação de Investimento	374,7	2,9%	-	0,0%	-	0,0%	0,0%	-100,0%
EBITDA	2.768,0	21,5%	2.914,2	23,2%	3.381,9	25,6%	16,0%	5,3%
Depreciação e Amortização	(607,7)	-4,7%	(621,8)	-5,0%	(648,6)	-4,9%	4,3%	2,3%
Resultado das Participações Societárias	3,0	0,0%	68,1	0,5%	80,0	0,6%	17,3%	219,5%
Resultado Financeiro Líquido	(366,3)	-2,9%	(433,2)	-3,4%	(451,3)	-3,4%	4,2%	18,3%
IR e Contribuição Social	(382,2)	-3,0%	(444,8)	-3,5%	(648,1)	-4,9%	45,7%	16,4%
Lucro Líquido antes dos Minoritários	1.414,8	11,0%	1.482,5	11,8%	1.713,9	13,0%	15,6%	4,8%
Participação dos Minoritários	(141,9)	-1,1%	(144,6)	-1,2%	(205,9)	-1,6%	42,4%	1,9%
Lucro Líquido do Exercício	1.272,8	9,9%	1.337,9	10,7%	1.508,0	11,4%	12,7%	5,1%

¹ Não considera receita de construção.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Resultados em 2020 e 2019

A tabela acima apresenta os valores relativos à demonstração de resultados consolidada e as variações ocorridas nos períodos apresentados.

Margem Bruta

A Margem Bruta por segmento de negócio está apresentada conforme abaixo:

Itens em R\$ Milhões ou %	2020								
	Geração Hídrica	Geração Térmica	Distribuição	Comerc. + Var.	Transmissão	Holding	Outros ²	Eliminações	Consolidado ³
Receita Operacional Líquida¹	1.237,4	1.745,0	7.721,5	4.073,3	387,9	2,8	87,1	(2.047,4)	13.207,7
Receita de Construção	-	-	751,9	-	1.020,8	-	-	-	1.772,7
Margem Construção Transmissoras	-	-	-	-	3,4	-	-	-	3,4
Gastos Não Gerenciáveis	(24,1)	(1.055,2)	(5.487,3)	(3.849,1)	-	-	(8,4)	2.042,5	(8.381,6)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(319,4)	(726,4)	(4.518,1)	(3.468,5)	-	-	-	1.827,8	(7.204,6)
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(92,7)	(76,9)	(967,4)	(16,1)	-	-	-	32,0	(1.121,0)
Outros	387,9	(252,0)	(1,8)	(364,5)	-	-	(8,4)	182,7	(56,0)
Margem Bruta	1.213,3	689,9	2.234,2	224,2	391,3	2,8	78,7	(4,9)	4.829,5

Itens em R\$ Milhões ou %	2019								
	Geração Hídrica	Geração Térmica	Distribuição	Comerc. + Var.	Transmissão	Holding	Outros ²	Eliminações	Consolidado ³
Receita Operacional Líquida¹	1.676,1	1.983,9	7.591,5	3.895,9	164,0	4,6	65,8	(2.825,0)	12.556,8
Receita de Construção	-	-	646,9	-	1.942,9	-	-	-	2.589,8
Margem Construção Transmissoras	-	-	-	-	81,7	-	-	-	81,7
Gastos Não Gerenciáveis	(816,7)	(1.364,5)	(5.337,9)	(3.777,2)	-	-	(8,0)	2.824,8	(8.479,5)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(727,6)	(711,5)	(4.521,3)	(3.760,3)	-	-	-	2.794,2	(6.926,4)
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(87,9)	(66,8)	(814,9)	(15,3)	-	-	-	27,5	(957,3)
Outros	(1,2)	(586,1)	(1,7)	(1,7)	-	-	(8,0)	3,0	(595,7)
Margem Bruta	859,4	619,4	2.253,7	118,7	245,6	4,6	57,9	(0,3)	4.159,0

¹ Não considera receita de construção. ² Considera Serviços e Ventures. ³ Considera eliminação intragrupo.

A Margem Bruta aumentou 16,1% no ano, decorrente de:

- **Geração Hídrica:** aumento de R\$ 353,9 reflexo da adesão da repactuação do risco hidrológico no ACL. Excluindo esse efeito, a margem bruta reduziria 4,1%, decorrente dos efeitos: (i) menor PLD no ano, refletindo a redução de demanda, devido as medidas de isolamento recomendadas pela pandemia e o desaquecimento da economia; e (ii) redução dos contratos bilaterais, além da menor energia secundária no primeiro trimestre do ano;
- **Geração Térmica:** aumento de R\$ 70,5 decorrente da caducidade do saldo de adomp, maior eficiência em relação à estratégia de compra de carvão e do reajuste da receita fixa anual, ocorrido em novembro, que foram mitigados pela maior receita com serviços ancilares contabilizada em 2019;
- **Distribuição:** redução de R\$ 19,5 resultante do efeito positivo ocorrido no terceiro trimestre de 2019 quando foi contabilizado o VNR decorrente da revisão tarifária de ambas as distribuidoras (R\$ 156,3). Excluindo esse efeito, a margem bruta cresceria 7,0%, em função dos reajustes tarifários em ambas distribuidoras (efeito tarifa), além da contabilização de outras receitas adicionais, como compartilhamento de rede;
- **Comercialização:** aumento de R\$ 105,5 decorrente da contabilização da marcação a mercado; e
- **Transmissão:** aumento de R\$ 145,7 decorrente dos efeitos de atualização dos ativos de concessão, refletindo as normas estabelecidas pelo IFRS.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Gastos Gerenciáveis

Em continuidade ao programa de Orçamento Base Zero ("OBZ"), iniciado em 2015, a Companhia tem demonstrado uma trajetória eficiente de controle e gerenciamento dos gastos, mesmo em períodos de pandemia com o novo coronavírus, reiterando seu compromisso de crescimento abaixo da inflação.

O PMSO recorrente do 4º trimestre foi de R\$ 307,3 e de R\$ 1.068,6 no ano, redução de 2,8% e de 3,6%, respectivamente, mantendo suas despesas abaixo da inflação em ambos os períodos, uma vez que o IPCA e o IGP-M aumentaram 4,52% e 23,14%, respectivamente, em 2020.

O ano foi marcado pelos efeitos da pandemia do novo coronavírus, e, apesar dos consequentes desafios, a Companhia conseguiu manter as medidas de eficiência e melhorias em diversos processos, tais como: (i) otimização dos gastos com manutenção na térmica; (ii) redução e postergação de despesas nas usinas; (iii) redução de despesas com aluguel; (iv) redução de gastos com viagens; (v) avanço da digitalização de processos, em particular dos canais de atendimento, refletindo em aumento expressivo das ferramentas de atendimento digital; (vi) redução de horas extras, além de outras medidas; e (vii) priorização dos gastos de publicidade e propaganda. A Companhia manteve o compromisso, assumido durante a pandemia, de não realizar desligamentos ou reduções salariais e implementou iniciativas através do programa de recuperação de resultados, visando a saúde financeira da EDP.

Os principais itens que influenciaram na redução de PMSO no 4º trimestre foram:

- Pessoal: aumento de R\$ 148,8 reflexo do efeito ocorrido em 2019 quando houve reconhecimento de R\$ 137,2 no resultado daquele ano, decorrente do ajuste do laudo atuarial na EDP ES e na Energest, em função da troca do operador do plano de saúde de assistência médica (conforme nota explicativa 27 da DF de 2019). Excluindo esse efeito, o aumento na rubrica seria de 7,9% (+R\$ 11,0), resultante do reajuste salarial anual ocorrido em novembro e das provisões relacionadas ao programa de aposentadoria incentivada (R\$ 5,3), além do aumento das despesas de headcount relacionada com os segmentos de novos negócios, energia solar e eficiência energética (R\$ 3,2). Em termos recorrentes, houve um acréscimo de 2,2%;
- Material: aumento de R\$ 21,7, decorrente da entrega de dois projetos de eficiência energética da EDP Soluções (despesa incorrida no momento do faturamento e entrega dos projetos). Excluindo esse efeito, a rubrica de Material reduziria 17,7%, advindo de reduções com materiais para manutenções e reparos nos sistemas elétricos nas distribuidoras e em Pecém, assim como para manutenções prediais;
- Serviços de Terceiros: aumento de 4,5% (-R\$ 6,1), reflexo do efeito ocorrido em 2019 quando houve contabilização dos créditos de PIS/COFINS em Pecém no valor de R\$ 14,9. Excluindo esse efeito, a rubrica reduziria 5,8% (+R\$ 8,8), decorrente da menor despesa atrelada às manutenções de Pecém e das distribuidoras em função da restrição de acesso atrelada à pandemia; e
- Outros: redução de 40,0% (+R\$ 9,1), reflexo da recuperação de despesas, da priorização e otimização dos gastos com propaganda e publicidade e dos menores gastos com hospedagens, decorrentes das restrições de viagens, além dos menores gastos com seguro de Pecém.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Os principais itens que impactaram o PMSO no ano, além dos já mencionados acima, foram:

- Pessoal: aumento de 38,8% (-R\$ 146,3), reflexo do efeito ocorrido em 2019 conforme já mencionado. Excluindo esse efeito, a rubrica aumentaria 1,7% (-R\$ 8,6), decorrente do reajuste salarial anual conforme já mencionado;
- Material: aumento de 35,1% (-R\$ 22,3), conforme explicado no trimestre. Excluindo esse efeito, a rubrica reduziria 5,5%, advindo da redução de compra de materiais para manutenções e reparos nos sistemas elétricos das distribuidoras e em Pecém, assim como para manutenções prediais;
- Serviços de Terceiros: redução de 0,6% (+R\$ 2,7), refletindo os efeitos mencionados no trimestre, além da renegociação dos contratos de consultoria e de terceiros; e
- Outros: aumento de 2,7% (-R\$ 2,2), reflexo do efeito ocorrido em 2019 quando houve a contabilização do crédito resultante do ajuste do contrato de venda da EDP PCH (aumento da garantia física), além das doações efetuadas para o combate à pandemia. Mitigando esse efeito, o ressarcimento de seguro e as reduções de despesas com viagens devido a pandemia. A conta de Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens, apresentou redução de 25,2% no trimestre e aumento de 0,4% no ano. A redução no trimestre é decorrente do maior saldo contabilizado no 4T19, refletindo maior substituição de medidores e religadores na EDP ES, naquele período, além da baixa de ativos referente à mais valia de Pecém.
- Provisões: A conta de Provisões aumentou 73,8% e 21,8%, no trimestre e no ano, respectivamente, especificamente na rubrica de PECLD, que será detalhado no capítulo de distribuição.

Resultado das participações societárias

Itens em R\$ Milhões ou %	2020	2019	Var
Santo Antonio do Jari (50%) ¹	38,4	40,0	-4,0%
Cachoeira Caldeirão (50%) ¹	(13,6)	(11,9)	14,0%
São Manoel (33,33%) ¹	(26,8)	(4,4)	508,8%
Celesc (29,90%) ¹	92,4	46,5	98,7%
Outros ²	(10,4)	(2,0)	424,7%
Resultado das Participações Societárias	80,0	68,1	n.a

¹ Considera participação dos ativos; ² Considera equivalência de Pecém TM, Pecém OM e Mabe

Resultado financeiro

A Receita Financeira apresentou redução de 76,9% no 4º trimestre e de 47,7% no ano, em decorrência de:

Receita Financeira: Redução na rubrica de juros e variações monetárias, resultante de: (i) saldo contabilizado no 4T19 na rubrica de Juros e Multa sobre tributos, advindo da não inclusão do ICMS na base de cálculo do PIS e COFINS na EDP SP, sem efeito no resultado, uma vez que há contrapartida na despesa financeira; (ii) redução de renda de aplicação financeira, decorrente da queda de CDI. Minimizando esses efeitos, no ano foram contabilizados R\$ 163,5 referentes a juros e multa por atraso do pagamento de contas das distribuidoras; e (iii) redução de juros capitalizados, reflexo da capitalização da renda de aplicações financeiras obtidas com o funding das linhas de transmissão e da queda na taxa do CDI.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

A Despesa Financeira apresentou redução de 34,8% e de 28,8%, no 4º trimestre e no ano, respectivamente, em decorrência de:

Despesa Financeira: Aumento dos juros capitalizados, reflexo da capitalização da renda de aplicações financeiras obtidas com o funding das linhas de transmissão, minimizado pelo aumento no trimestre na rubrica de encargos de dívidas, em função do aumento do saldo de dívida. No ano, a rubrica encargos de dívidas atrelada a empréstimos e debêntures reduziu 3,7%, reflexo da queda dos indexadores atreladas às dívidas (CDI e TJLP); e

Redução de juros e variações monetárias no trimestre, principalmente na rubrica de ativos/passivos financeiros setoriais, decorrente do reconhecimento da não inclusão do ICMS na base de cálculo do PIS e COFINS, contabilizado no 4T19 na EDP SP, conforme já explicado na receita financeira, mitigados pelo reajuste do UBP e do GSF, indexados a IGP-M. No ano, além dos efeitos já comentados no trimestre, a variação no saldo deve-se também a contabilização do reconhecimento da não inclusão do ICMS na base de cálculo de PIS e COFINS da EDP ES, no 2T19.

Imposto de Renda e Contribuição Social

O IR/CS foi de R\$ 239,5 o trimestre e de R\$ 648,1 no ano, respectivamente, decorrente do aumento do resultado entre os períodos analisados.

Resultados em 2019 e 2018

Margem Bruta

A Margem Bruta por segmento de negócio está apresentada conforme abaixo:

Itens em R\$ Milhões ou %	2019							
	Geração Hídrica	Geração Térmica	Distribuição	Comercialização	Transmissão	Holding	Outros ²	Eliminações
Receita Operacional Líquida¹	1.676,1	1.983,9	7.591,5	3.895,9	164,0	4,6	65,8	(2.825,0)
Receita de Construção	-	-	646,9	-	1.942,9	-	-	-
Margem Construção Transmissoras	-	-	-	-	81,7	-	-	-
Gastos Não Gerenciáveis	(816,7)	(1.364,5)	(5.337,9)	(3.777,2)	-	-	(8,0)	2.824,8
Energia Elétrica Comprada para Rever	(727,6)	(711,5)	(4.521,3)	(3.760,3)	-	-	-	2.794,2
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(87,9)	(66,8)	(814,9)	(15,3)	-	-	-	27,5
Outros	(1,2)	(586,1)	(1,7)	(1,7)	-	-	(8,0)	3,0
Margem Bruta	859,4	619,4	2.253,7	118,7	245,6	4,6	57,9	(0,3)

Itens em R\$ Milhões ou %	2018							
	Geração Hídrica	Geração Térmica	Distribuição	Comercialização	Transmissão	Holding	Outros ²	Eliminações
Receita Operacional Líquida¹	1.304,5	1.760,1	6.926,4	4.000,2	20,4	5,1	82,9	(1.252,7)
Receita de Construção	-	-	654,5	-	316,1	-	-	-
Margem Construção Transmissoras	-	-	-	-	16,7	-	-	-
Gastos Não Gerenciáveis	(345,8)	(1.034,7)	(5.093,3)	(3.810,4)	-	-	(9,1)	1.251,1
Energia Elétrica Comprada para Rever	(257,1)	(290,5)	(4.278,5)	(3.791,9)	-	-	-	1.225,2
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(88,1)	(74,4)	(813,1)	(14,7)	-	-	-	22,7
Outros	(0,6)	(669,7)	(1,7)	(3,8)	-	-	(9,1)	3,3
Margem Bruta	958,8	725,4	1.833,1	189,8	37,1	5,1	73,7	(1,6)

1Não considera receita de construção. 2Considera Serviços e Ventures.

A Companhia fechou 2019 com Margem Bruta de R\$4.159,0, que representa uma variação de R\$337,58 (8,8%) superior ao mesmo período do ano anterior. As principais explicações dessa variação, por tipo de negócio, são:

- Geração Hídrica: redução de 10,4%, decorrente da venda da EDP PCH, Santa Fé e Costa Rica em 2018. Desconsiderando a Margem Bruta dessas empresas em 2018, esta rubrica crescerá 2,9%, em função do aumento da energia vendida, resultante da maior sazonalização dos contratos de venda e da garantia física para o 2º semestre;

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- Geração Térmica: redução de 14,6% em função da contabilização em 2018, decorrente do recálculo do FID que mudou de 90,14% para 83,75%;
- Distribuição: aumento de 22,9% decorrente do reconhecimento do Valor Novo de Reposição - VNR resultante dos laudos de avaliação patrimonial ocorrido nas revisões tarifárias das distribuidoras, do efeito tarifário das revisões, além do aumento do volume de energia no período;
- Comercialização: redução de 37,5% resultante do menor volume de energia comercializada; e

Transmissão: aumento de R\$ 208,5 decorrente do andamento das obras no período e da entrada em operação do Lote 24.

Gastos Gerenciáveis

Desde 2015, a Companhia trabalha com o programa de Orçamento Base Zero ("OBZ"), cujo foco estratégico proporciona uma trajetória eficiente de controle e gerenciamento dos gastos, que já resultaram em ganhos acima de R\$300,0 direcionados em negociação de contratos, otimização da execução de processos, consolidação do Centro de Serviços Partilhados e processo de estruturação orçamentária.

Os principais itens que contribuíram com a redução de 17,3% no PMSO foram:

- Pessoal: redução de 22,9% (-R\$ 112,2), reflexo do ajuste do laudo atuarial, conforme já mencionado. Excluindo este efeito, o aumento seria de 5,1% (+R\$ 25,0), resultante dos efeitos mencionados no trimestre, além dos gastos com horas extras, devido ao aumento das temperaturas médias no 1º semestre;
- Material: redução de 16,5% (-R\$ 12,6), reflete menores gastos com projetos na EDP Solar e com materiais de conservação e manutenção em Pecém;
- Serviços de Terceiros: redução de 4,0% (-R\$ 19,5), reflexo da contabilização de crédito de PIS/COFINS em Pecém, além da redução das equipes terceirizadas, devido a primarização dos funcionários iniciada em 2T19;
- Provisões: aumento de 18,8% (-R\$ 24,8), refletindo o aumento de Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD de R\$ 27,9 decorrente da adoção da nova metodologia de perdas esperadas para o Consumo Irregular, com percentuais de provisão superiores aos percentuais aplicados sobre as faturas de Consumo Regular. Sendo assim, o uso de uma tabela própria de provisionamento passou a ser adotado em 2019, enquanto em 2018 os faturamentos para Consumo Irregular eram provisionados pela tabela geral de perdas esperadas; e
- Outros: redução de 43,7% (-R\$ 63,1), reflexo do efeito mencionado acima, além do crédito resultante do ajuste do contrato de venda da EDP PCH decorrente do aumento da garantia física. Além disso, a redução no período reflete a nova regra contábil de capitalização de alugueis.

Resultado das participações societárias

Itens em R\$ Milhões ou %	2019	2018	Var
Santo Antonio do Jari (50%) ¹	40,0	14,1	183,1%
Cachoeira Caldeirão (50%) ¹	(11,9)	(5,3)	123,7%
São Manoel (33,33%) ¹	(4,4)	(32,2)	-86,3%
Celesc (25,35%) ¹	46,5	28,8	61,6%
Outros ²	(2,0)	(2,4)	-18,5%
Resultado das Participações Societárias	68,1	3,0	n.a

Resultado financeiro

O resultado financeiro apresentou aumento de 18,3% segue as principais explicações:

Receita Financeira: aumentou 64,9%, atingindo R\$758,4, reflexo dos impactos abaixo:

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- Aumento na rubrica de juros e variações monetárias, decorrente do aumento de juros e multas sobre tributos, advindo da não inclusão do ICMS na base de cálculo do PIS e COFINS nas distribuidoras, além do aumento na rubrica de renda de aplicações financeiras, decorrente do aumento do saldo de caixa ao longo do ano;
- Redução de juros capitalizados, reflexo da capitalização da renda de aplicações financeiras obtidas com o funding das linhas de transmissão; e
- Redução na linha de ganho de aquisição com investimento, em decorrência da compra vantajosa da participação adicional na Celesc, contabilizada em 2018.

Despesa Financeira: aumentou 44,2%, atingindo R\$1.191,6 reflexo:

- (i) Aumento na rubrica de juros e variações monetárias, em função da linha de ativos/passivos financeiros setoriais, decorrente do reconhecimento da não inclusão do ICMS na base de cálculo do PIS e COFINS; e
- (ii) Aumento na linha de GSF, refletindo a atualização monetária sobre o saldo do passivo. A variação entre os períodos, reflete mudança de cálculo ocorrida em 2018, uma vez que, naquele momento, o montante de GSF contemplava a aplicação de juros de 1% a.m. acrescido de atualização monetária calculada pelo IGP-M. A partir de julho de 2018, a Companhia, por meio de parecer jurídico, concluiu pela não incidência de juros de 1%, revertendo o montante de juros calculado até àquela data e, por consequência, não mais provisionando os referidos juros no exercício de 2019.

Imposto de Renda e Contribuição Social

O IR/CS foi de R\$ 444,8 no ano, resultante das adições e exclusões que reduziram a base de cálculo, reflexo da adição de Juros sobre Capital Próprio, de R\$ 85,6 valor menor em relação ao ano anterior, devido à menor otimização do benefício fiscal no período nesta rubrica.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**BALANÇO PATRIMONIAL**

Itens em R\$ Milhões ou %	31/12/2018	AV	31/12/2019	AV	31/12/2020	AV	Variação 2020-2019 (%)	Variação 2019-2018 (%)
ATIVO								
Circulante								
Caixa e equivalentes de caixa	2.203,4	9,7%	2.638,6	9,6%	2.735,9	9,0%	3,7%	19,8%
Títulos e valores mobiliários	174,5	0,8%	135,3	0,5%	154,0	0,5%	13,8%	-22,5%
Contas a receber	2.486,1	10,9%	2.625,9	9,6%	2.958,0	9,8%	12,6%	5,6%
Impostos e contribuições sociais	350,5	1,5%	123,3	0,4%	206,9	0,7%	67,9%	-64,8%
Outros tributos compensáveis	282,3	1,2%	670,4	2,4%	633,7	2,1%	-5,5%	137,4%
Tributos diferidos	0,0	0,0%	0,0	0,0%	7,7	0,0%	0,0%	0,0%
Dividendos a receber	5,7	0,0%	22,5	0,1%	35,7	0,1%	58,5%	293,9%
Estoques	267,0	1,2%	168,7	0,6%	183,1	0,6%	8,5%	-36,8%
Cauções e depósitos vinculados	687,2	3,0%	130,9	0,5%	4,9	0,0%	-96,3%	-81,0%
Prêmio de risco - GSF	0,0	0,0%	0,0	0,0%	3,3	0,0%	0,0%	0,0%
Ativos financeiros setoriais	366,1	1,6%	228,0	0,8%	226,9	0,7%	-0,5%	-37,7%
Ativos da Concessão	0,0	0,0%	17,4	0,1%	33,9	0,1%	94,5%	0,0%
Outros créditos	194,8	0,9%	222,2	0,8%	208,6	0,7%	-6,1%	14,0%
Compromissos futuros	0,0	0,0%	0,0	0,0%	76,6	0,3%	0,0%	0,0%
Ativos não circulantes mantidos para venda	0,0	0,0%	341,8	1,2%	0,0	0,0%	-100,0%	0,0%
Total do Ativo Circulante	7.017,7	30,8%	7.325,0	26,6%	7.469,1	24,7%	2,0%	4,4%
Não Circulante								
Ativo financeiro indenizável	2.308,9	10,1%	3.000,6	10,9%	3.487,0	11,5%	16,2%	30,0%
Contas a receber	92,2	0,4%	100,5	0,4%	83,0	0,3%	-17,5%	9,0%
Títulos e valores mobiliários	0,0	0,0%	1,8	0,0%	1,8	0,0%	0,0%	0,0%
Imposto de renda e Contribuição social a compensar	0,0	0,0%	93,8	0,3%	95,9	0,3%	2,3%	0,0%
Outros tributos compensáveis	238,8	1,0%	1.663,0	6,0%	1.479,7	4,9%	-11,0%	596,5%
Tributos diferidos	741,1	3,3%	741,7	2,7%	710,6	2,3%	-4,2%	0,1%
Empréstimos a receber	22,8	0,1%	26,2	0,1%	4,5	0,0%	-82,7%	14,8%
Adiantamento para futuro aumento de capital	36,0	0,2%	0,0	0,0%	0,0	0,0%	0,0%	-100,0%
Cauções e depósitos vinculados	282,5	1,2%	402,4	1,5%	433,0	1,4%	7,6%	42,5%
Ativos da concessão	818,7	3,6%	3.200,2	11,6%	4.844,3	16,0%	51,4%	290,9%
Ativos financeiros setoriais	122,4	0,5%	131,4	0,5%	318,6	1,1%	142,4%	7,3%
Compromissos futuros	0,0	0,0%	0,0	0,0%	349,3	1,2%	0,0%	0,0%
Outros créditos	66,0	0,3%	61,7	0,2%	39,4	0,1%	-36,1%	-6,4%
	<u>4.729,3</u>	<u>20,8%</u>	<u>9.423,3</u>	<u>34,3%</u>	<u>11.847,1</u>	<u>39,1%</u>	<u>25,7%</u>	<u>99,3%</u>
Investimentos	2.024,6	8,9%	2.097,7	7,6%	2.032,3	6,7%	-3,1%	3,6%
Propriedades para investimentos	12,2	0,1%	11,6	0,0%	11,4	0,0%	-1,4%	-5,0%
Imobilizado	6.662,0	29,3%	6.306,1	22,9%	6.271,8	20,7%	-0,5%	-5,3%
Intangível	2.326,3	10,2%	2.325,5	8,5%	2.659,6	8,8%	14,4%	0,0%
	<u>11.025,0</u>	<u>48,4%</u>	<u>10.740,8</u>	<u>39,1%</u>	<u>10.975,1</u>	<u>36,2%</u>	<u>2,2%</u>	<u>-2,6%</u>
Total do Ativo Não Circulante	15.754,3	69,2%	20.164,1	73,4%	22.822,2	75,3%	13,2%	28,0%
TOTAL DO ATIVO	22.772,1	100,0%	27.489,1	100,0%	30.291,3	100,0%	10,2%	20,7%

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Balancos Patrimoniais	31/12/2018	AV	31/12/2019	AV	31/12/2020	AV	Varição 2020-2019 (%)	Varição 2019-2018 (%)
PASSIVO								
Circulante								
Fornecedores	1.611,0	7,1%	2.104,9	7,7%	2.251,4	7,4%	7,0%	30,7%
Imposto de renda e Contribuição social a recolher	59,0	0,3%	43,8	0,2%	100,3	0,3%	129,1%	-25,8%
Outros tributos a recolher	509,4	2,2%	494,0	1,8%	531,5	1,8%	7,6%	-3,0%
Tributos diferidos	1,2	0,0%	1,5	0,0%	11,6	0,0%	669,5%	23,6%
Dividendos	430,0	1,9%	399,6	1,5%	514,2	1,7%	28,7%	-7,1%
Debêntures	586,1	2,6%	1.371,2	5,0%	1.260,8	4,2%	-8,1%	134,0%
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	805,2	3,5%	617,5	2,2%	2.053,6	6,8%	232,6%	-23,3%
Benefícios pós-emprego	49,4	0,2%	46,6	0,2%	45,5	0,2%	-2,3%	-5,7%
Obrigações Sociais e Trabalhistas	83,0	0,4%	101,2	0,4%	109,3	0,4%	8,0%	21,9%
Encargos Setoriais	154,3	0,7%	98,2	0,4%	111,3	0,4%	13,3%	-36,4%
Uso do bem público	28,4	0,1%	29,3	0,1%	35,6	0,1%	21,4%	3,2%
Ressarcimento por indisponibilidade	64,5	0,3%	62,6	0,2%	5,3	0,0%	-91,5%	-3,0%
Provisões	29,9	0,1%	81,5	0,3%	102,9	0,3%	26,3%	172,7%
Passivos financeiros setoriais	1,1	0,0%	-	0,0%	626,8	2,1%	0,0%	-100,0%
Compromissos futuros	-	0,0%	-	0,0%	57,1	0,2%	0,0%	0,0%
Outras contas a pagar	155,3	0,7%	205,3	0,7%	242,0	0,8%	17,9%	32,2%
Passivos não circulantes mantidos para venda	-	0,0%	76,4	0,3%	-	0,0%	-100,0%	0,0%
Total do Passivo Circulante	4.567,8	20,1%	5.733,5	20,9%	8.059,1	26,6%	40,6%	25,5%
Não Circulante								
Outros tributos a recolher	389,3	1,7%	355,6	1,3%	326,4	1,1%	-8,2%	-8,7%
Tributos diferidos	436,2	1,9%	730,8	2,7%	1.109,3	3,7%	51,8%	67,5%
Debêntures	4.317,5	19,0%	4.816,5	17,5%	3.955,5	13,1%	-17,9%	11,6%
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	1.750,1	7,7%	1.659,6	6,0%	1.765,1	5,8%	6,4%	-5,2%
Benefícios pós-emprego	723,8	3,2%	868,7	3,2%	850,9	2,8%	-2,0%	20,0%
Encargos Setoriais	14,6	0,1%	8,8	0,0%	-	0,0%	-100,0%	-39,8%
Adiantamento para futuro aumento de capital	1,4	0,0%	10,0	0,0%	-	0,0%	-100,0%	640,7%
Uso do bem público	285,7	1,3%	294,8	1,1%	407,2	1,3%	38,2%	3,2%
Ressarcimento por indisponibilidade	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%	0,0%	0,0%
Provisões	387,1	1,7%	482,4	1,8%	552,2	1,8%	14,5%	24,6%
Provisão para passivo a descoberto	7,9	0,0%	11,0	0,0%	-	0,0%	-100,0%	40,6%
Passivos financeiros setoriais	171,9	0,8%	2.099,0	7,6%	1.770,6	5,8%	-15,6%	1121,2%
Compromissos futuros	-	0,0%	-	0,0%	141,4	0,5%	0,0%	0,0%
Outras contas a pagar	44,3	0,2%	86,7	0,3%	97,2	0,3%	12,1%	95,9%
Total do Passivo Não Circulante	8.529,7	37,5%	11.423,9	41,6%	10.975,9	36,2%	-3,9%	33,9%
Patrimônio Líquido								
Capital social	4.682,7	20,6%	4.682,7	17,0%	5.502,7	18,2%	17,5%	0,0%
Reservas de capital	136,7	0,6%	139,6	0,5%	141,1	0,5%	1,1%	2,1%
Reservas de lucros	4.111,0	18,1%	5.059,6	18,4%	5.365,1	17,7%	6,0%	23,1%
Outros resultados abrangentes	(402,0)	-1,8%	(620,7)	-2,3%	(741,8)	-2,4%	19,5%	54,4%
Ações em tesouraria	(4,7)	0,0%	(32,2)	-0,1%	(146,0)	-0,5%	354,0%	578,7%
Total do Patrimônio Líquido	8.523,7	37,4%	9.229,0	33,6%	10.121,1	33,4%	9,7%	8,3%
Participações não controladores	1.150,9	5,1%	1.102,6	4,0%	1.135,2	3,7%	3,0%	-4,2%
Total do patrimônio líquido e participações dos acionistas não controladores	9.674,6	42,5%	10.331,6	37,6%	11.256,3	37,2%	8,9%	6,8%
TOTAL DO PASSIVO	22.772,1	100,0%	27.489,1	100,0%	30.291,3	100,0%	10,2%	20,7%

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Comparação das principais contas patrimoniais em 31 de dezembro de 2020 e 31 de dezembro de 2019

Segue abaixo os comentários dos Diretores acerca das variações das principais contas do Balanço Patrimonial.

Ativo

Ativo Circulante

Títulos e valores mobiliários: acréscimo de 13,8% refere-se principalmente a variação dos títulos da controlada Porto do Pecém e são decorrentes de aplicação financeira em fundo de investimento, pertencente à instituição financeira, com carteira substancialmente composta por LFTs, com rentabilidade equivalente a 100,00% do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

Contas a receber: o aumento de 12,6% observado deve-se substancialmente a classe residencial, onde ocorreu expansão do número de clientes em 2020 decorrente principalmente das medidas de isolamento social, incentivadas como medidas de prevenção da COVID-19, tendo como principal a vedação da suspensão de fornecimento por inadimplemento de unidades consumidoras relativas aos serviços e atividades considerados essenciais, principalmente no segundo semestre do exercício, que influenciaram a população a se manterem em suas casas, resultando no aumento do consumo da classe.

Impostos e contribuições sociais e Outros tributos Compensáveis: a variação positiva de 62,4% é decorrente, principalmente pela constituição de créditos devido ao recálculo de tributos nas controladas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, Pecém e Enerpeixe.

Estoques: acréscimo de 8,5% com principais impactos em Pecém, principalmente, pelo estoque de carvão e nos lotes de transmissão que estão em fase de construção.

Cauções e depósitos vinculados: a redução de 96,3% refere-se principalmente a EDP Transmissão Aliança, decorrente da garantia de Implementação do projeto de linha de transmissão e subestação do lote 21 do leilão 05/2016-ANEEL. Esta caução foi liberada para livre aplicação após cumprimento das exigências contratuais da debênture.

Ativos da concessão: acréscimo de 94,5% decorrente da entrada em operação do LT11.

Compromissos futuros: correspondem a contratos de compromisso futuro, por apresentarem característica de liquidação em energia prontamente conversíveis em montante financeiro, reconhecidos pelo valor justo por meio do resultado.

Ativos não circulantes mantidos para venda: reversão da constituição da alienação dos 100% de participação no investimento Energest S.A.

Ativo Não Circulante

Ativo financeiro indenizável: esses ativos financeiros refletem o saldo remanescente dos ativos intangíveis das distribuidoras e transmissoras não amortizáveis até o final do prazo de concessão e não recuperados por meio da prestação de serviços relacionados à concessão. O saldo, 16,2% superior se deve às adições do período e a atualização financeira pelo Valor Novo de Reposição.

Outros tributos compensáveis: a redução de 11% é decorrente, principalmente pela compensação de créditos devido ao recálculo de tributos nas controladas EDP São Paulo e EDP Espírito Santo, no exercício de 2017 e a exclusão dos valores do ICMS próprio da base de cálculo do PIS e da COFINS.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Empréstimos a receber: a redução de 82,7% está relacionada ao fim do mútuo a receber da MABE.

Ativos da concessão: a variação positiva de 51,4%, é decorrente, principalmente dos ativos de transmissão, que são os valores a receber referentes aos serviços de implantação da infraestrutura e da receita de remuneração dos ativos de concessão.

Ativos financeiros setoriais: a variação positiva de 142,4%, dentre outras especificidades, está relacionada ao recebimento de R\$ 574 da conta COVID de acordo com o despacho nº 2.177, de 24 de julho de 2020. A Conta-COVID constitui fundo setorial destinado a obter recursos para o enfrentamento do setor elétrico à crise ocasionada pela pandemia da COVID-19, permitindo a fluidez financeiro da cadeia de valor, assim como para aliviar impactos tarifários aos consumidores de energia elétrica.

Compromissos futuros: correspondem a contratos de compromisso futuro, por apresentarem característica de liquidação em energia prontamente conversíveis em montante financeiro, reconhecidos pelo valor justo por meio do resultado.

Passivo

Passivo circulante

Fornecedores: acréscimo de 7,0% decorrente, principalmente, do despacho termoelétrico pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, que aumenta o pagamento da parcela variável dos contratos de produção de energia por disponibilidade e transações energia comercializada e encargos no âmbito da CCEE.

Imposto de renda e Contribuição social a recolher: aumento de 129,1% em decorrência dos resultados das Companhias.

Tributos diferidos: acréscimo R\$10 oriundo do PIS/COFINS diferido dos compromissos futuros da EDP Comercialização.

Debêntures: redução de 8,1% decorrente do pagamento das debêntures do LT18.

Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas: aumento de 232,6% referente a novas captações para a construção das transmissoras, capital de giro, refinanciamento de dívida e programas de investimentos das distribuidoras.

Ressarcimento por indisponibilidade: decréscimo de 91,5% refere-se a previsão em Prescrição da Cobrança de Valores Líquidos de Contratos que prescreve em cinco anos a possibilidade de reaver os valores financeiros retidos oriundos dos ressarcimentos, assim sendo, a Porto do Pecém reverteu os valores relativos aos citados períodos.

Compromissos futuros: correspondem a contratos de compromisso futuro, por apresentarem característica de liquidação em energia prontamente conversíveis em montante financeiro, reconhecidos pelo valor justo por meio do resultado.

Passivos não circulantes mantidos para venda: reversão da constituição da alienação dos 100% de participação no investimento Energest S.A.

Passivo Não Circulante

Tributos diferidos: acréscimo de R\$48 oriundo do PIS/COFINS diferido dos compromissos futuros da EDP Comercialização.

Debêntures: redução de 17,1% decorrente dos pagamentos ocorridos do valor principal acrescido de juros no decorrer do ano de 2020.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas: acréscimo de 6,4% relacionado a captações de dívidas nas Transmissoras que estão em fase de construção (LT07 R\$328; LT11 R\$156; LT18 R\$135).

Uso do bem público: o UBP corresponde aos valores estabelecidos nos contratos de concessão como contraprestação ao direito de exploração dos aproveitamentos hidrelétricos e sistemas de transmissão associados das controladas Enerpeixe e Investco calculados até o final dos contratos de concessão ou outro período pré-estabelecido, e reconhecidos a valor presente. São indexados ao IGPM e o aumento de 38,2% está relacionado a extensão do prazo de concessão mediante a repactuação do GSF.

Passivos financeiros setoriais: Saldo a pagar de passivos regulatórios que serão devolvidos ao consumidor em 12 meses via tarifa no próximo reajuste tarifário, além do movimento de ultrapassagem de demanda e energia reativa que são contabilizados nessa linha e só serão incorporados na tarifa na próxima revisão tarifária.

Compromissos futuros: correspondem a contratos de compromisso futuro, por apresentarem característica de liquidação em energia prontamente conversíveis em montante financeiro, reconhecidos pelo valor justo por meio do resultado.

Patrimônio líquido: redução de 2,5%. Em agosto de 2020 a Companhia divulgou Fato Relevante informando que, nesta data, o Conselho de Administração aprovou o programa de recompra de ações ordinárias de sua emissão. O objetivo da recompra é adquirir ações de própria emissão da Companhia para manutenção em tesouraria, com o objetivo de aplicar recursos disponíveis para maximizar a geração de valor para os acionistas, uma vez que, na visão da administração da Companhia, o valor atual de suas ações não reflete o real valor dos seus ativos combinado com a perspectiva de rentabilidade e geração de resultados futuros.

Comparação das principais contas patrimoniais em 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018

Segue abaixo os comentários dos Diretores acerca das variações das principais contas do Balanço Patrimonial.

Ativo

Ativo Circulante

Caixa e equivalentes de caixa: o saldo 19,8% superior é devido, principalmente pelo alongamento do prazo médio das dívidas e capital de giro.

Títulos e valores mobiliários: a redução de 22,5% refere-se principalmente a variação dos títulos da controlada Porto do Pecém e são decorrentes de aplicação financeira em fundo de investimento, pertencente à instituição financeira, com carteira substancialmente composta por LFTs, com rentabilidade equivalente a 100,00% do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

Contas a receber: a variação positiva de 5,6% ocorreu, principalmente, por: (i) suprimento de energia elétrica da comercializadora decorrente do aumento de preço no mercado de curto prazo, provocando um aumento na demanda de clientes por operações de repactuação e operações de venda de lastro; (ii) ao não recebimento integral das liquidações junto à CCEE em virtude das liminares vigentes dos agentes do setor elétrico para a proteção dos efeitos do GSF (Generation Scaling Factor), anteriores a fevereiro de 2018; e (iii) aumento expressivo do volume da energia vendida pela Porto do Pecém em relação à 2018, entretanto houve uma redução do PLD médio de R\$166,02 em 2019 comparado à R\$273,90 em 2018.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Impostos e contribuições sociais e Outros tributos Compensáveis: a variação negativa de 27,2% é decorrente, principalmente pela constituição de créditos devido ao recálculo de tributos nas controladas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo e Enerpeixe, no exercício de 2017.

Estoque: a variação negativa de 36,8% é decorrente, principalmente, pelo estoque de carvão da controlada Porto do Pecém devido ao fato de que a mesma não estava sendo despachada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, no último trimestre de 2018, devido ao cenário hidrológico favorável. A partir de fevereiro de 2019, por conta de uma deterioração do cenário hidrológico, a Porto do Pecém voltou a ser despachada consumindo, consequentemente, o estoque acumulado até aquele momento.

Cauções e depósitos vinculados: a redução de 81,0% refere-se principalmente à controlada EDP Transmissão Aliança, decorrente da liberação parcial da conta garantida - Escrow Account após a emissão de Licença de Instalação - LI.

Ativos financeiros setoriais: a variação negativa de 37,7% corresponde à: (i) repasse aos consumidores no faturamento de energia os valores de passivos setoriais líquidos homologados pela ANEEL; (ii) redução de Risco Hidrológico por uma conjuntura mais otimista do cenário hídrico, que impactou em uma baixa de preços no decorrer do ano de 2019; (iii) a variação do câmbio no exercício superior ao concedido como cobertura tarifária ao Custo da Energia de Itaipu; (iv) os Encargos de Serviço do Sistema - ESS / Encargos de Energia de Reserva - EER, mostraram-se inferiores ao previsto com relação às respectivas coberturas tarifárias para o período em análise, gerando um passivo regulatório; (v) a participação da Companhia no Mecanismo de Venda de Excedentes - MVE, no qual foi realizada a desconstrução de energia para o período de fevereiro à dezembro de 2019, o impacto da sobrecontratação é positivo na liquidação financeira do mercado de curto prazo; e (vi) ao crescimento de mercado da EDP São Paulo com relação ao mercado de referência do processo tarifário de 2019, ocasionando dessa forma uma maior arrecadação dos Encargos Setoriais, que serão repassadas aos consumidores no processo tarifário de 2020.

Ativos não circulantes mantidos para venda: constituição da alienação dos 100% de participação no investimento Energest S.A..

Ativo Não Circulante

Ativo financeiro indenizável: esses ativos financeiros refletem o saldo remanescente dos ativos intangíveis das distribuidoras e transmissoras não amortizáveis até o final do prazo de concessão e não recuperados por meio da prestação de serviços relacionados à concessão. O saldo, 30,0% superior se deve às adições do período e a atualização financeira pelo Valor Novo de Reposição.

Outros tributos compensáveis: a variação positiva de 596,5% é decorrente, principalmente pela constituição de créditos devido ao recálculo de tributos nas controladas EDP São Paulo e EDP Espírito Santo, no exercício de 2017 e a exclusão dos valores do ICMS próprio da base de cálculo do PIS e da COFINS, bem como, de reaver valores recolhidos anteriormente.

Cauções e depósitos vinculados: a variação positiva de 42,5% é decorrente, principalmente de depósitos judiciais correspondentes a contingências trabalhistas e cíveis.

Ativos da concessão: a variação positiva de 290,9%, é decorrente, principalmente dos ativos de transmissão, que são os valores a receber referentes aos serviços de implantação da infraestrutura e da receita de remuneração dos ativos de concessão.

Imobilizado: o saldo inferior em 5,3% é decorrente, principalmente, de: (i) desconsolidação dos ativos de geração (EDP PCH, Santa Fé e Costa Rica); e (ii) contabilização do direito de uso.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Passivo

Passivo circulante

Fornecedores: o saldo, 30,7% maior em relação ao ano anterior, deve-se, principalmente: (i) a transações energia comercializada e encargos no âmbito da CCEE; e (ii) aos investimentos para construção das linhas de transmissão.

Debêntures: aumento de 134,0% em decorrência: (i) da captação na controlada EDP Transmissão SP-MG (R\$250); (ii) dos encargos incorridos no exercício de 2019; e (iii) das transferências do não circulante.

Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas: redução de ;187,7% em decorrência: (i) das amortizações das controladas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, EDP Transmissão Aliança e Porto do Pecém; (ii) dos encargos incorridos durante o ano de 2019; e (iv) das transferências do não circulante das controladas Porto do Pecém, EDP São Paulo e EDP Espírito Santo.

Passivo Não Circulante

Debêntures: aumento de 11,6% devido à emissão pelas controladas EDP Transmissão SP-MG (R\$ 800,0), EDP Espírito Santo (R\$300,0), EDP São Paulo (R\$200,0) e EDP Lajeado (R\$100,0), compensado em partes pelas transferências de parcelas vincendas em período inferior a 12 meses para o circulante.

Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas: redução de 5,2%, principalmente, em decorrência das transferências para o passivo circulante de dívidas com vencimento inferior a 12 meses, parcialmente mitigado pelo ingresso nas controladoras EDP São Paulo (R\$300,0), EDP Lajeado (R\$100,0) e EDP GRID (R\$70,0,0).

Benefícios pós-emprego: aumento de 20,0% em decorrência, principalmente, do ajuste da taxa de desconto do plano da controlada EDP São Paulo.

Passivos financeiros setoriais: Saldo a pagar de passivos regulatórios que serão devolvidos ao consumidor em 12 meses via tarifa no próximo reajuste tarifário, além do movimento de ultrapassagem de demanda e energia reativa que são contabilizados nessa linha e só serão incorporados na tarifa na próxima revisão tarifaria em 2020.

Patrimônio líquido: aumento de 8,3%, principalmente, pelo o lucro líquido não distribuído do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2019 retidos nas rubricas de reservas de lucros no montante de R\$667,6.

FONTES E USOS DE RECURSOS

De acordo com os Diretores, a Companhia conta, principalmente, com o fluxo de caixa das suas operações e com recursos captados de terceiros por meio de contratos de financiamento para custear suas atividades operacionais e investimentos. Os recursos da Companhia são utilizados principalmente para investimentos nas suas distribuidoras de energia, buscando manter a qualidade do serviço prestado e suportar o aumento natural de carga inerente às concessões. Na geração, visando ampliação da capacidade instalada e consequentemente aumentando a participação deste negócio no portfólio do Grupo.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Fluxo de caixa

A tabela a seguir apresenta o nosso fluxo de caixa das atividades operacionais, de investimento e de financiamento para os períodos indicados:

Itens em R\$ Milhões ou %	31/12/2018	AV	31/12/2019	AV	31/12/2020	AV
Caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais	1.755,5	292,5%	2.503,5	575,2%	2.091,8	2151,0%
Caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento	(945,7)	-157,6%	(2.324,4)	-534,1%	(1.452,8)	-1493,9%
Caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	(209,5)	-34,9%	256,1	58,8%	(541,8)	-557,1%
Disponibilidades no início do exercício	1.603,2	267,1%	2.203,4	506,3%	2.638,6	2713,3%
Disponibilidades no final do exercício	2.203,4	367,1%	2.638,6	606,3%	2.735,9	2813,3%
Aumento (redução) nas disponibilidades	600,2	100,0%	435,2	100,0%	97,2	100,0%
Aumento (redução) nas disponibilidades (%)	37,4%		19,8%		3,7%	

Comparação do Fluxo de Caixa nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2020 e 31 de dezembro de 2019

Segue abaixo comentários dos Diretores acerca dos fluxos de caixa das atividades operacionais, das atividades de financiamento e das atividades de investimento:

O fluxo de caixa líquido das atividades operacionais apresentou redução de R\$411,7, entre os períodos. As principais variações são: (i) em outros tributos compensáveis a variação está relacionado a contabilização dos efeitos da não inclusão do ICMS na base de cálculo do PIS e COFINS no ano de 2019; (ii) redução dos gastos com materiais e serviços para a construção da infraestrutura da transmissoras (80% do Capex previsto já realizado); e (iii) efeito líquido dos ativos e passivos setoriais das distribuidoras do Grupo.

O fluxo de caixa das atividades de investimento apresentou uma variação positiva de R\$871,6 com destaque para redução do capex nos ativos de concessão das transmissoras (da previsão, 80% do capex já foi executado).

O fluxo de caixa das atividades de financiamento apresentou decréscimo de R\$797,8 entre os períodos. Esta variação é decorrente principalmente do (i) efeito líquido entre captações e pagamentos de empréstimos e debêntures e (ii) recompras de ações ordinárias. O objetivo da recompra é adquirir ações de própria emissão da Companhia para manutenção em tesouraria, com o objetivo de aplicar recursos disponíveis para maximizar a geração de valor para os acionistas, uma vez que, na visão da administração da Companhia, o valor atual de suas ações não reflete o real valor dos seus ativos combinado com a perspectiva de rentabilidade e geração de resultados futuros.

Comparação do Fluxo de Caixa nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018

Segue abaixo comentários dos Diretores acerca dos fluxos de caixa das atividades operacionais, das atividades de financiamento e das atividades de investimento:

O fluxo de caixa líquido das atividades operacionais apresentou um aumento de R\$748,1, entre os períodos. Tal variação é explicada principalmente: : (i) suprimento de energia elétrica da comercializadora decorrente do aumento de preço no mercado de curto prazo, provocando um aumento na demanda de clientes por operações de repactuação e operações de venda de lastro; (ii) investimento para a construção das linhas de transmissão e nas distribuidoras na infraestrutura da concessão; e (iii) ganho com a venda da EDP PCH, Santa Fé e Costa Rica, no montante de R\$374 em 2018.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

O fluxo de caixa das atividades de investimento apresentou uma variação negativa de R\$1.378,7 entre os períodos, em virtude, principalmente, de: (i) recebimento com a alienação de Costa Rica em 2018, no montante de R\$43,5; (ii) recebimento com a alienação da EDP PCH e Santa Fé em 2018, no montante de R\$600,7; (iii) pagamento da aquisição parcial da Celesc em 2018, no montante de R\$361,8 e R\$28,5 em 2019; (iv) pagamento da aquisição da controlada EDP Transmissão Litoral Sul (R\$80,7); (iv) adições aos ativos da concessão nas Transmissoras; e (v) adições ao imobilizado e intangível, principalmente na Porto do Pecém, EDP São Paulo e EDP Espírito Santo.

O fluxo de caixa das atividades de financiamento apresentou uma evolução positiva de R\$465,6 entre os períodos. Esta variação é decorrente principalmente da 1ª e 2ª emissão de debêntures pela controlada EDP Transmissão SP-MG (R\$ 1.050) mitigado pela amortização da dívida da controlada EDP Transmissão Aliança (R\$ 200) e das dívidas em moedas estrangeira (R\$ 212,5).

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

10.2. Comentários dos Diretores da Companhia sobre:

(Em milhões de reais, exceto quando indicado. Os comparativos com a receita operacional líquida não consideram a receita de construção, exceto quando indicado)

A receita de construção, registrada nas distribuidoras, está diretamente associada às adições do ativo intangível em formação (Direito de concessão – infraestrutura), não sendo incorporada margem nesta atividade de construção, assim classificada conforme a aplicação da ICPC 01 (R1) – Contratos de Concessão. A formação da receita de construção resulta da alocação das horas trabalhadas pelas equipes técnicas, dos materiais utilizados, da medição da prestação de serviços terceirizados e outros custos diretamente alocados. O registro contábil dessa receita é efetuado em contrapartida à Custo com construção da infraestrutura, em igual montante. Em síntese, por se tratar de receita meramente contábil, sem efeito no resultado líquido, a Companhia expurga seus efeitos para fins de explicação das variações.

a) Resultados das operações

Os nossos Diretores destacam que os quatro principais segmentos de atuação da Companhia são distribuição, geração, comercialização e transmissão. Estes segmentos realizam compras e vendas de energia elétrica entre eles. Os segmentos de geração e comercialização vendem energia também para nossas distribuidoras. Nossos Diretores ressaltam que, com o intuito de evitar a duplicidade das receitas e despesas, os resultados das operações inter-segmento são eliminados de nossas demonstrações consolidadas. Todavia, os Diretores entendem que a análise individual dos segmentos não seria a mais adequada caso estas operações fossem desconsideradas. Como consequência, as vendas e despesas entre os segmentos não foram eliminados na discussão dos resultados apresentados abaixo.

(i) Descrição de quaisquer componentes da receita

Distribuição

A receita no segmento de distribuição é proveniente, principalmente, do faturamento do consumo de energia dos consumidores das áreas de concessão das distribuidoras EDP São Paulo e EDP Espírito Santo. Outra parte relevante da receita deste segmento está relacionada à cobrança da tarifa pelo uso da rede de distribuição (TUSD).

As tarifas cobradas dos consumidores são estabelecidas pelo órgão regulador (ANEEL) sendo que quaisquer modificações nas regras vigentes para o setor ou na metodologia de cálculo das tarifas podem afetar a receita da Companhia.

A quantidade de energia vendida varia, principalmente, em função de fatores externos, tais como, temperatura, massa salarial e atividade econômica da área de concessão de nossas distribuidoras, além da própria atividade econômica do País.

Geração

A receita do segmento de geração é proveniente da venda da energia gerada nas usinas (hidrelétricas e termelétrica) para as distribuidoras e comercializadoras. Atualmente, o Grupo EDP – Energias do Brasil possui 4 usinas hidrelétricas e 1 usina térmica em operação (vide item 7.3 a.). Uma parte dessa receita é distribuída aos acionistas não controladores.

Comercialização

A receita no segmento de comercialização é proveniente da EDP Comercializadora decorrente da venda de energia para consumidores livres, concessionárias, permissionárias e outras comercializadoras.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiroTransmissão

A receita no segmento de transmissão é proveniente da operação e manutenção (O&M) das linhas, construção e remuneração do ativo financeiro.

(ii) Fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

Segue abaixo os montantes de receita líquida, EBITDA ajustado e Lucro líquido, segregados por segmento, e o percentual de representatividade em relação ao consolidado:

	Receita líquida (*)										
	Distribuição	%	Geração	%	Comercialização + Varejista	%	Transmissão	%	Outros/ Eliminações	%	Total
2020	7.721,5	58,5%	2.982,5	22,6%	4.073,3	30,8%	387,9	2,9%	(1.957,4)	-14,8%	13.207,7
2019	7.591,5	60,5%	3.660,0	29,1%	3.895,9	31,0%	164,0	1,3%	(2.754,6)	-21,9%	12.556,8
2018	6.926,4	53,9%	3.064,6	23,9%	4.000,2	31,1%	20,4	0,2%	(1.164,7)	-9,1%	12.846,9

	EBITDA Ajustado										
	Distribuição	%	Geração	%	Comercialização + Varejista	%	Transmissão	%	Outros/ Eliminações	%	Total
2020	1.172,1	34,7%	1.724,9	51,0%	190,0	5,6%	370,1	10,9%	(75,2)	-2,2%	3.381,9
2019	1.350,9	46,4%	1.293,6	44,4%	97,4	3,3%	232,4	8,0%	(60,2)	-2,1%	2.914,2
2018	843,0	30,5%	1.447,7	52,3%	172,5	6,2%	30,2	1,1%	274,6	9,9%	2.768,0

	Lucro líquido (desconsiderando a participação dos acionistas não controladores)																			
	Distribuição		%		Geração		%		Comercialização + Varejista		%		Transmissão		%		Outros/ Eliminações		%	
2020	656,5	49,1%	665,2	49,7%			114,4	8,5%			211,8	15,8%			(139,9)	-10,5%			1.508,0	
2019	738,4	55,2%	510,9	38,2%			61,6	4,6%			139,3	10,4%			(112,3)	-8,4%			1.337,9	
2018	384,0	30,2%	512,6	40,3%			120,4	9,5%			18,9	1,5%			237,0	18,6%			1.272,8	

	Receita líquida		EBITDA Ajustado		Lucro líquido	
	Δ 2020 x 2019 (%)	Δ 2019 x 2018 (%)	Δ 2020 x 2019 (%)	Δ 2019 x 2018 (%)	Δ 2020 x 2019 (%)	Δ 2019 x 2018 (%)
Distribuição	1,7%	9,6%	-13,2%	60,2%	-11,1%	92,3%
Geração	-18,5%	19,4%	33,3%	-10,6%	30,2%	-0,3%
Comercialização	4,6%	-2,6%	95,0%	-43,5%	85,8%	-48,9%
Transmissão	136,6%	n.a	59,3%	n.a	52,0%	n.a
Outros/ Eliminações	-28,9%	136,5%	25,0%	-121,9%	24,6%	-147,4%
Total	5,2%	-2,3%	16,0%	5,3%	12,7%	5,1%

(*) Desconsiderando a parte da Receita de construção que possui igual montante registrado em contrapartida ao "Custo de construção".

Na opinião dos nossos Diretores, as variações nas receitas dos nossos segmentos são provenientes, essencialmente, das seguintes circunstâncias: (i) na distribuição, por influência das tarifas de energia elétrica cobradas dos consumidores que, por sua vez, são reguladas e reajustadas pela ANEEL, assim como pelo consumo de energia elétrica por parte dos clientes da área de concessão das distribuidoras; (ii) na geração, por influência das tarifas estabelecidas nos contratos de venda de energia, reajustadas pela inflação; (iii) na comercialização, por influência da tarifa e volume de venda de energia; e (iv) na transmissão, por receita de O&M e atualização dos Ativos da Concessão.

Em relação ao EBITDA ajustado, na opinião dos Diretores, além das variações na receita, indicadas no parágrafo acima, outro aspecto relevante são os gastos operacionais.

Os gastos operacionais mais relevantes para a distribuição são: (i) os gastos com energia comprada para revenda e encargos de uso da rede, que são repassados para a tarifa

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

cobrada dos consumidores nos reajustes tarifários, mas podem impactar entre os períodos de reajustes regulatórios; e (ii) os gastos com pessoais, serviços de terceiros, materiais e provisões, entre outros, que são aqueles que podem ser administrados e são constantemente controlados.

Já os gastos operacionais mais relevantes para a geração são: (i) os gastos com energia comprada para revenda e encargos de uso da rede; e (ii) os gastos com pessoais, serviços de terceiros, materiais e provisões, entre outros, utilizados na produção e operação das usinas.

Para a comercialização, os gastos operacionais mais relevantes são com energia elétrica comprada para revenda.

Para a transmissão os gastos com pessoais, serviços de terceiros, materiais e provisões, entre outros, utilizados na manutenção das linhas de transmissão.

Em relação ao lucro líquido, na opinião dos Diretores, além das variações na receita e dos gastos operacionais, indicadas nos parágrafos acima, outros aspectos relevantes são o resultado financeiro líquido (receitas com aplicações financeiras e encargos de empréstimos e financiamentos contratados influenciados pelos indexadores como CDI e a TJLP) e tributações sobre o lucro.

Nossos Diretores destacam a seguir os principais fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais, advindos das políticas públicas.

Para informações detalhadas sobre os fatores que influenciaram o resultado de cada segmento da Companhia em cada período, vide o item 10.1 (h) "Demonstração do Resultado".

2020

Os principais temas que impactaram o ano de 2020 são:

Reajuste tarifário anual

Na EDP Espírito Santo, o efeito médio percebido pelos consumidores foi de 8,02%, sendo 10,32% o efeito médio para os consumidores atendidos em alta e média tensão e 7,05% o efeito médio para os consumidores atendidos em baixa tensão. Na EDP São Paulo, o efeito médio percebido pelos consumidores foi de 4,82%, sendo 6,52% o efeito médio para os consumidores atendidos em alta e média tensão e 3,92% o efeito médio para os consumidores atendidos em baixa tensão.

Repactuação hidrológica

Em Reunião do Conselho de Administração - RCA realizada em 22 de dezembro de 2020, foi aprovada a adesão dos preceitos da Resolução ANEEL nº 895/2020, que regulamenta as novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. A operação está sujeita à verificação de determinadas condições precedentes usuais a esse tipo de transação, além de outras medidas de natureza societária e contratual necessárias para a sua conclusão, a qual está prevista para ocorrer ao longo de 2021.

Medidas de assistência governamental

Em 24 de março de 2020, foi publicada a Resolução Normativa nº878 pela ANEEL, com medidas que visam estabelecer a preservação da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica em decorrência da COVID-19, tendo como principal a vedação da suspensão de fornecimento por inadimplemento de unidades consumidoras relativas aos serviços e atividades considerados essenciais, conforme Decretos nº 10.282 e nº

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

10.288, de 2020 e o art. 11 da Resolução Normativa nº 414/2010, onde existam pessoas usuárias de equipamentos de autonomia limitada, vitais à preservação da vida humana e dependentes de energia elétrica e das classes residenciais rural e baixa renda.

Posteriormente, em 21 de julho de 2020, a ANEEL aprovou a revisão da Resolução Normativa nº 878/2020, tendo como novas regras a partir de 1º de agosto de 2020: (i) diversas atividades de prestação de serviços ao consumidor devem ser retomadas pelas distribuidoras; (ii) manter a proibição de cortes de energia por falta de pagamento para os consumidores classificados como Baixa Renda enquanto durar o estado de emergência da pandemia; e (iii) volta a ser permitida a possibilidade de cortes de energia por falta de pagamento para consumidores residenciais e serviços e atividades considerados essenciais, onde a distribuidora deve enviar ao consumidor nova notificação sobre existência de pagamentos pendentes, ainda que já tenha encaminhado em período anterior para o mesmo débito.

Medida emergencial BNDES

O BNDES aprovou em março de 2020, em caráter emergencial, medidas socioeconômicas de execução imediata que tiveram por objetivo ajudar a mitigar os efeitos da COVID-19 no Brasil. Uma das medidas foi a possibilidade de concessão da suspensão temporária por prazo de até seis meses de amortizações de empréstimos contratados junto ao BNDES, nas modalidades direta e indireta às empresas afetadas pela crise (medida ficou conhecida como *Standstill*). O BNDES concedeu, em 13 de abril de 2020, autorização para a suspensão temporária do pagamento dos financiamentos do BNDES da EDP São Paulo e da EDP Espírito Santo, no período de abril a setembro de 2020. Em outubro de 2020 os pagamentos voltaram a ser efetuados pelas distribuidoras.

Implantação do programa 3R – Reagir, Recuperar e Reformular

São as três fases implantadas pela Companhia para mitigar os impactos da pandemia no ano de 2020.

- “Reagir” os principais destaques contemplam iniciativas rigorosas de prevenção e proteção dos colaboradores com (i) adoções do “home-office” para o setor administrativo, e para as equipes de eletricitas que trabalham em campo foram realizadas escalas diferenciadas e orientações por canais remotos, (ii) distribuição de máscaras para todos os colaboradores, (iii) antecipação da vacinação contra a gripe H1N1 (iv) cancelamento de viagens internacionais e redução de viagens nacionais e (v) doações para compras de equipamentos hospitalares (respiradores, medicamentos e demais insumos hospitalares) para combate a pandemia
- “Recuperação” composto por mais de 50 iniciativas destinadas a recuperar totalmente o impacto da pandemia no seu desempenho econômico-financeiro do exercício de 2020, a fim de manter a resiliência de seus resultados e eficiência operacional, tais como: reformulação do Orçamento Base Zero - OBZ, cujo objetivo é trazer eficiência ao centro corporativo, no âmbito de processos, de tecnologia e de pessoas; e iniciativas de PMSO (Pessoas, Materiais, Serviços e Outros gastos) como redução de horas extras, repriorização de viagens, redução com aluguéis, reavaliação de despesas com marketing e consultorias.
- “Reformular” composto por oportunidades de crescimento no mercado de distribuição, transmissão e serviços com oportunidades de M&A (Fusões e Aquisições), criação de novas tecnologias para o atendimento ao cliente, digitalização do processo de trabalho e programa de inclusão e diversidade.

2019

Os principais temas que permearam os debates regulatórios ao longo do ano de 2019 foram i) a expectativa de uma solução para o GSF; ii) PLD Horário; iii) a nova metodologia para o cálculo do WACC regulatório; iv) subsídios dados à Geração Distribuída; entre outros.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

Rumo a uma conclusão para o destravamento do mercado de curto prazo através da solução dos passivos do GSF, o projeto de lei que trata do ressarcimento do risco hidrológico foi aprovado na Câmara dos Deputados em 26 de junho, seguindo para a votação em Senado, onde permanece tramitando.

Em relação às discussões sobre os preços horários para o mercado de curto prazo, a sua implementação foi adiada para 2021. Em 2020, ficou definida a operação com despacho semi-horário, sem a sua efetiva utilização para o processo de formação de preço.

A Consulta Pública referente à mudança na metodologia de cálculo e atualização do WACC Regulatório das distribuidoras foi aberta entre outubro e dezembro, após a Aneel anunciar números preliminares para os três segmentos (6,81% para Geração e Transmissão e 7,17% para a Distribuição). Entre outras alterações, a proposta deve priorizar parâmetros nacionais, bem como apresentar maior simplificação, embora possa reduzir a estabilidade regulatória devido à sua atualização anual. A resolução deve ser homologada até março de 2020.

Os incentivos dados à Geração Distribuída foram outro tema regulatório de grande destaque. A ANEEL abriu uma Audiência Pública buscando obter subsídios para a análise do impacto regulatório das regras para a micro e mini geração, e o assunto avançou em outubro para uma Consulta Pública, com propostas para o fim gradual dos subsídios. O tema ainda não foi encerrado e continuará sendo discutido ao longo de 2020.

Dando continuidade ao processo de abertura do mercado livre para consumidores a partir de 2.000 kW iniciado em 2018, foi estabelecido um cronograma de ampliação progressiva do acesso para agentes com consumo até 500 kW – sendo 1.500 kW a partir de 2021, 1.000 kW a partir de 2022 e 500 kW a partir de 2023. Novos estudos para avaliar a abertura do mercado aos consumidores abaixo de 500 kW a partir 2024 deverão ser apresentados até 31 de janeiro 2022.

Entre as mudanças implementadas ao longo do ano, a revisão do mecanismo de acionamento das Bandeiras Tarifárias foi um destaque na distribuição, agora com o gatilho baseado no GSF calculado com a Garantia Física Flat – reduzindo a sazonalidade da garantia física na composição da arrecadação da conta bandeira. O novo mecanismo de acionamento faz com que a arrecadação prevista, com os valores propostos, se aproxime mais dos custos incorridos. Houve também aumento da arrecadação em caso de acionamento, passando a adicionar R\$ 1,343 a cada 100 kWh consumidos na bandeira amarela e, para a bandeira vermelha, +R\$ 4,169 no patamar 1 e +R\$ 6,243 no patamar 2.

2018

Em se tratando do GSF (Generation Scaling Factor), ocorreram diversas tentativas de aprovação de acordo para resolução do passivo no Ambiente de Contratação Livre - ACL, mas a proposta para o mercado livre não recebeu adesão dos agentes. Nesse contexto, em outubro, ocorreu a queda da liminar (APINE) que protegia os agentes do pagamento da exposição no mercado de curto prazo. O passivo, até fevereiro de 2018, ainda permanece em discussão, mas os agentes hídricos passaram a pagar as exposições nas liquidações referentes aos meses que se seguem.

A fim de mitigar os impactos da sobrecontratação de energia nas distribuidoras, a ANEEL criou o Mecanismo de Venda de Excedentes - MVE, que permite as distribuidoras negociarem até 15% da energia sobrecontratada no ACL por meio de leilão com preço fixo declarado pela vendedora.

Por fim, com intuito de suprir o sistema elétrico em situações de contingência, como, por exemplo, quando fontes de energia intermitentes reduzem a geração, a ANEEL criou o Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa. Este Serviço

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

Ancilar é definido como o despacho de unidades geradoras de usinas termelétricas despachadas centralizadamente, visando preservar a reserva de potência operativa nas usinas hidrelétricas participantes do Controle Automático de Geração em qualquer subsistema.

Em 15 de agosto de 2018, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 826, que alterou o critério de repasse dos recursos faturados pela distribuidora para a Conta Bandeiras. Segundo o novo procedimento, as distribuidoras passam a repassar somente o excedente faturado, ao invés de todo o montante.

No dia 28 de dezembro de 2018, o Governo brasileiro editou o Decreto 9.642 que elimina gradualmente os subsídios que integram as tarifas de energia elétrica, a uma taxa de 20% ao ano, durante 5 anos. Os subsídios objeto de redução são aqueles relativos ao desconto para as classes rural, irrigação/aquicultura e água/esgoto/saneamento. O decreto também acaba com a cumulatividade de descontos para os beneficiários das classes rural e irrigação/aquicultura.

b) Variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços

Os Diretores entendem que o resultado das nossas operações é direto e significativamente impactado pela mudança nas tarifas de energia elétrica reguladas pela ANEEL, sendo que as nossas receitas operacionais e margens (essencialmente no caso das nossas controladas distribuidoras) dependem do processo de revisão/reajuste tarifário. Buscamos manter um bom relacionamento com o órgão regulador e com os demais participantes do mercado, para que o processo de revisão/reajuste tarifário reflita de forma transparente e adequada os interesses dos consumidores e acionistas.

Já os contratos de venda de energia da geração estão atrelados ao IGPM e/ou IPCA, corrigidos anualmente. Sendo assim, a receita líquida é diretamente afetada pelos impactos causados pela inflação e pelo órgão regulador.

A receita líquida, excluindo a receita de construção, atingiu R\$13.207,7 em 2020, acréscimo de 5,2% em relação ao mesmo período do ano anterior, com principais impactos nos segmentos de distribuição em função dos reajustes tarifários em ambas as distribuidoras, comercialização com destaque a contabilização dos compromissos futuros, e transmissão principalmente pela atualização dos ativos de concessão em atendimento as normas IFRS.

A receita líquida, excluindo a receita de construção, atingiu R\$12.556,8 em 2019, redução de 2,3% ao mesmo período do ano anterior. Na visão dos nossos Diretores, essa variação é resultante de maiores operações intragrupo.

Quando comparada a receita líquida, excluindo a receita de construção, do ano de 2018, que atingiu R\$12.846,9, com o exercício social de 2017, que atingiu R\$11.735,1, verificamos uma variação positiva de 9,5%. Na visão dos nossos Diretores, essa variação é resultante, principalmente, pelos segmentos de Comercialização e Distribuição, sendo: (i) aumento de R\$447,7 na EDP Comercializadora, devido à volatilidade dos preços que variaram entre R\$79,0/MWh e R\$505,2/MWh, associada a alta liquidez do mercado beneficiando as operações de curto prazo; e (ii) aumento de R\$576,6 nas controladas de distribuição decorrentes do aumento da energia vendida aliada aos reajustes tarifários ocorridos em 2018 e 2017.

c) Impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro da Companhia, quando relevante.

Os Diretores destacam que todas as nossas operações se encontram no território nacional. Dessa maneira, o desempenho geral da economia brasileira afeta a demanda por energia

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

elétrica e a inflação afeta nossos custos e margens. A inflação afeta os negócios basicamente pelo aumento dos custos operacionais e despesas financeiras.

Já a depreciação da moeda brasileira eleva os custos de aquisição de energia elétrica da hidrelétrica de Itaipu, além de reduzir em dólar (ou euro) o montante de dividendos a ser distribuído aos acionistas ou mesmo o equivalente em dólares (ou euros) ao preço de mercado de nossas ações ordinárias.

Nossos Diretores acreditam que possuímos uma política adequada de proteção contra flutuações na taxa de juros e de câmbio.

Adicionalmente, os nossos Diretores destacam que os impactos decorrentes das alterações tarifárias sobre a nossa receita líquida dos últimos três exercícios sociais e do exercício corrente, foram comentados no item 10.2. (b).

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

10.3. Comentários dos Diretores da Companhia sobre os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras da Companhia e em seus resultados

(em milhares de reais, exceto quando indicado).

Os Diretores da Companhia tomaram conhecimento das informações descritas neste item e as transações aqui mencionadas estão alinhadas com as estratégias de negócio da Companhia.

a) Introdução ou alienação de segmento operacional

Os Diretores informam que nos exercícios sociais de 2020, 2019 e 2018 não houve introdução ou alienação de segmento operacional.

b) Constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Nossos Diretores entendem que os eventos listados no presente item são decorrentes do cumprimento das nossas estratégias de: (i) buscarmos crescimento sustentado em ativos de geração, distribuição e transmissão; (ii) focarmos em atividades do nosso segmento de negócio e para as quais tem competências; e (iii) maximizarmos a rentabilidade dos nossos acionistas, como no caso do aproveitamento de benefícios fiscais e redução de custos decorrente das reorganizações societárias descritas a seguir.

Segue abaixo resumo das principais operações de constituição, aquisição ou alienação de participação societária, ocorridas nos últimos três exercícios:

- 1) Aumento da participação na Centrais Elétricas de Santa Catarina – CELESC
- 2) Alienação de participação na Costa Rica
- 3) Alienação de participação na EDP PCH e na Santa Fé
- 4) Aquisição do Lote Q - Litoral Sul
- 5) Aquisição da Blue Sol Participações S.A.
- 6) Aquisição do Lote Mata Grande Transmissora de Energia LTDA
- 7) Aquisição AES Inova Soluções de Energia Ltda.,

Seguem abaixo os detalhes e os comentários dos Diretores com relação à cada uma destas operações:

1) EDP - Energias do Brasil adquire participação na Centrais Elétricas de Santa Catarina – CELESC

Em 19 de dezembro de 2017 a Companhia divulgou Fato Relevante informando da celebração, de Contrato de Compra e Venda de Ações, por meio do qual comprometeu-se a adquirir da Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil - PREVI, 33,1% das ações ordinárias equivalentes a 5.140.868 ações, e 1,9% das ações preferenciais equivalentes a 437.807 ações, representando em conjunto, 14,46% do total de ações de emissão da CELESC, holding de capital aberto que tem como atividade preponderante a geração, a transmissão e a distribuição de energia elétrica.

Em 27 de março de 2018 a Companhia divulgou Comunicado ao Mercado, com posterior aditamento em 4 de abril de 2018, com o Edital de Oferta Pública Voluntária para Aquisição de Ações - OPA, nos termos da Lei das S.A. e do artigo 31 da Instrução CVM nº 361/02, para a aquisição de até 7.374.000 ações preferenciais correspondentes a, aproximadamente, 32% das ações preferenciais de emissão da CELESC. A OPA foi concluída em 26 de abril de 2018, tendo sido adquiridas 1.990.013 ações preferenciais.

Em 7 de novembro de 2018 a Companhia divulgou Comunicado ao Mercado informando que adquiriu 1.518.000 ações preferenciais da CELESC.

Em 02 de dezembro de 2019 a Companhia divulgou Comunicado ao Mercado informando que adquiriu 691.700 ações preferenciais adicionais da CELESC.

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

Entre os meses de junho a setembro de 2020, a Companhia adquiriu 1.753.200 ações preferenciais da Celesc.

Após a conclusão das operações acima, a Companhia passou a deter 6.390.720 ações preferenciais, acrescidas a 5.14.868 ações ordinárias, totalizando 11.531.588 ações, que representam 29,90% do capital social total da CELESC.

Os Diretores afirmam que a transação reforça o ciclo de crescimento da Companhia, com ênfase no segmento de distribuição e transmissão, além de ampliar a presença no Estado de Santa Catarina, iniciada com a parceria feita com a CELESC para a construção do Lote 21 de Transmissão.

2) Alienação de participação na Costa Rica

Em 24 de maio de 2018 a Companhia divulgou Comunicado ao Mercado informando da celebração, na referida data, do Contrato de Compra e Venda de Quotas, junto a CEI - Energética Integrada Ltda., para alienar sua participação total de 51% no capital social da Costa Rica. A transação foi concluída em 06 de setembro de 2018.

Com a presente transação, os Diretores afirmam que a Companhia concluiu o processo de alienação de pequenas centrais hidrelétricas no Estado do Mato Grosso do Sul.

3) Alienação de participação na EDP PCH e na Santa Fé

Em 25 de outubro de 2018 a Companhia, comunicou a assinatura de contrato de compra e venda de ações junto à Statkraft Energias Renováveis S.A. para alienar 100% das ações detidas pela Companhia na EDP PCH, composta por sete usinas hidrelétricas, e na Santa Fé, totalizando 131,97 MW de capacidade instalada e 68,70 MW médios de garantia física, com prazo final de concessão entre 2025 e 2031. A transação foi concluída em 21 de dezembro de 2018.

Os Diretores afirmam que o processo de alienação da EDP PCH e da Santa Fé está em linha com a sua estratégia, mantendo o foco em usinas de médio porte entre 100 MW e 1.000 MW de capacidade.

4) EDP - Energias do Brasil adquiri o Lote Q - Litoral Sul

Em 28 de maio de 2019 a Companhia divulgou Comunicado ao Mercado informando a assinatura do contrato de compra e venda da CEE Power e Brafer para aquisição de 100% das quotas da Litoral Sul Transmissora de Energia Ltda. ("LSTE") com a controlada EDP Comercializadora. A conclusão da transação ocorreu em 09 de agosto de 2019.

A LSTE arrematou o lote Q na 1ª etapa de leilão de transmissão 13/2015, ocorrido em abril de 2016, com 0% de deságio sobre a RAP máxima. O lote é composto por 2 subestações e 142 km de extensão de linha.

A Assembleia Geral ocorrida em 16 de agosto de 2019, aprovou as seguintes alterações: (i) transformação do tipo societário da sociedade, passando de "sociedade limitada" para "sociedade por ações de capital fechado"; e (ii) alteração da denominação social de Litoral Sul Transmissora de Energia Ltda. para EDP Transmissão Litoral Sul S.A..

Os Diretores afirmam que esta aquisição reforça a presença da Companhia no segmento de Transmissão, diversificando a sua atuação na cadeia de valor do setor elétrico com perspectiva de rentabilidade adequada e risco controlado.

6) Aquisição da Blue Sol Participações S.A.

Em 28 de dezembro de 2020 a Companhia divulgou Comunicado ao Mercado informando que assinou, através de sua controlada EDP Ventures, um Acordo de Investimento na Blue Sol Participações S.A. ("Blue Sol"), detentora da Blue Sol Energia Solar LTDA., Blue Sol Franquia LTDA.

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

e Blue Sol Educacional LTDA., com o objetivo de adquirir participação minoritária de até 40% do capital social votante da Blue Sol, tendo ainda a opção de adquirir o seu controle após 3 anos e meio da conclusão da operação. A transação foi concluída em 04 de março de 2021.

Os Diretores afirmam que esta aquisição reforça consolidada a estratégia da Companhia de investimento no segmento de energia solar distribuída como uma das suas vertentes de crescimento

7) Aquisição do Lote 18 - Mata Grande Transmissora de Energia LTDA detentora do lote

Em 11 de fevereiro de 2021 a Companhia divulgou Comunicado ao Mercado informando que na data de 10 de fevereiro de 2021 assinou contrato de compra e venda com o consórcio formado pela I.G. Distribuição e Transmissão de Energia S.A e ESS Energias Renováveis LTDA para aquisição de 100% das quotas da Mata Grande Transmissora de Energia LTDA ("MGTE"). A transação foi concluída em 11 de maio de 2021.

O consórcio arrematou o lote 18, no Leilão de Transmissão para Concessão do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 002/2018, realizado pela ANEEL em 28 de junho de 2018, com 23,63% de deságio sobre a RAP máxima. A MGTE é composta por uma linha de transmissão de 230 kV com 113 km de extensão no estado do Maranhão.

Os Diretores afirmam que esta aquisição reforça a presença da Companhia no segmento de Transmissão, diversificando a sua atuação na cadeia de valor do setor elétrico com perspectiva de rentabilidade adequada e risco controlado.

8) Aquisição AES Inova Soluções de Energia Ltda.

Em 25 de fevereiro de 2021 a Companhia divulgou Comunicado ao Mercado informando que na data de na presente data assinou, através de sua controlada EDP GRID GESTÃO DE REDES INTELIGENTES DE DISTRIBUIÇÃO S.A., um contrato de compra e venda com a AES TIETÊ ENERGIA S.A. para aquisição de 100% das quotas, e suas respectivas subsidiárias, a AES Tietê Inova Soluções de Energia I Ltda. e a AES Tietê Inova Soluções de Energia II Ltda.. A AES Inova é uma plataforma de investimento em geração solar distribuída detentora de um portfólio de aproximadamente 34 MWp localizados nos estados do Rio Grande do Sul, São Paulo e Minas Gerais, em diferentes estágios de desenvolvimento. Deste total, aproximadamente 16 MWp referem-se a empreendimentos contratados e em operação comercial, garantindo acréscimo de receita no curtíssimo prazo. Os demais 18 MWp são caracterizados por projetos ready to build em Minas Gerais, que permitirão à EDP Brasil o desenvolvimento da obra, a contratação em um mercado estratégico e o aproveitamento de sinergias operacionais com outros ativos na região.

A conclusão da Operação, prevista para ocorrer no segundo trimestre de 2021, está sujeita à verificação de condições precedentes regulatórias, além de outras medidas de natureza fundiária e ambiental necessárias para o desenvolvimento dos projetos.

Os Diretores afirmam que a transação reforça o compromisso da Companhia de investir em fontes renováveis no segmento de geração solar distribuída, ampliando sua carteira de projetos mantendo o segmento como um importante vertente de crescimento.

c) Eventos ou operações não usuais

Os Diretores entendem que este item não é aplicável, considerando que nos 3 últimos exercícios sociais não ocorreram eventos ou operações não usuais.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases**10.4. Comentários dos Diretores da Companhia sobre:****(a) Mudanças significativas nas práticas contábeis****2020**

A Companhia avalia em 2020 as seguintes alterações em práticas contábeis:

i) Alterações em pronunciamentos contábeis homologados pelo CPC

Norma	Descrição da alteração	Correlação IASB	Natureza	Data da vigência
CPC 00 (R2) - Estrutura Conceitual para Relatório Financeiro (<i>Conceptual Framework</i>)	Apresenta novos conceitos acerca da apresentação, mensuração e divulgação	<i>Conceptual Framework</i>	Estrutura Conceitual	10/12/2019
CPC 15 - Combinação de Negócios	Estabelece novos requerimentos para determinar se uma transação deve ser reconhecida como uma aquisição de negócio ou como uma aquisição de ativos	IFRS 3	Pronunciamento	01/01/2020
CPC 48 - Instrumentos Financeiros; CPC 40 - Instrumentos Financeiros – Evidenciação; e CPC 38 - Instrumentos Financeiros – Reconhecimento e Mensuração	Inclusão de exceções temporárias aos requerimentos atuais da contabilidade de hedge para neutralizar os efeitos das incertezas causadas pela reforma da taxa de juros referenciais (IBOR)	IFRS 9 / IFRS 7 e IAS 39	Pronunciamento	01/01/2020
CPC 26 - Apresentação das Demonstrações Contábeis; e CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erros	Altera a definição de “material”, estabelecendo que uma informação é material se a sua omissão, distorção ou obscuridade puder influenciar razoavelmente a tomada de decisão dos usuários das demonstrações contábeis	IAS 1 e IAS 8	Pronunciamento	01/01/2020
CPC 06 (R2) - Arrendamentos	Requerimentos com o objetivo de facilitar para os arrendatários a contabilização de eventuais concessões obtidas nos contratos em decorrência da COVID-19, tais como perdão, suspensão ou mesmo reduções temporárias de pagamentos	IFRS 16	Pronunciamento	01/01/2020
OCPC 09 – Relato integrado	Melhoria da qualidade da informação disponível aos investidores e demais <i>stakeholders</i> ; a promoção de uma abordagem mais coesa e eficiente do relato corporativo; e, entre outros	N/A	Orientação	01/01/2021

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases**ii) Normativos emitidos pelo IASB e ainda não homologados pelo CPC**

Norma	Descrição da alteração	Correlação IASB	Natureza	Data da vigência
CPC 48 - Instrumentos Financeiros, CPC 08 - Custos de Transação e Prêmios na Emissão de Títulos e Valores Mobiliários; CPC 40 - Instrumentos Financeiros: Evidenciação; CPC 11 - Contratos de Seguro; e CPC 06 (R2) - Arrendamentos	Adição de novos requisitos de divulgação sobre os efeitos trazidos pela reforma da taxa de juros referenciais (IBOR)	IFRS 9 / IAS 39 / IFRS 7 / IFRS 4 e IFRS 16	Pronunciamento	01/01/2021
CPC 25: Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes.	Especificação de quais custos uma empresa deve incluir ao avaliar se um contrato é oneroso. Os custos diretamente relacionados ao cumprimento do contrato devem ser considerados nas premissas de fluxo de caixa (Ex.: Custo de mão-de-obra, materiais e outros gastos ligados à operação do contrato)	IAS 37	Pronunciamento	01/01/2022
CPC 27 - Ativo Imobilizado	Permite o reconhecimento de receita e custos dos valores relacionados com a venda de itens produzidos durante a fase de testes do ativo	IAS 16	Pronunciamento	01/01/2022
CPC 50 – Contratos de seguro	Fornecer uma base para os usuários das demonstrações contábeis avaliarem o efeito que os contratos de seguros têm na posição financeira, no desempenho financeiro e nos fluxos de caixa da entidade	IFRS 17	Pronunciamento	N/A

As alterações que entraram em vigor em 1º de janeiro de 2020 não produziram impactos relevantes nestas demonstrações financeiras. Em relação aos normativos em discussão no IASB ou com data de vigência estabelecida em exercícios futuros, a Companhia está acompanhando as discussões e até o momento não identificaram a possibilidade de ocorrência de impactos significativos.

2019

A Companhia e suas controladas, a partir de 1º de janeiro de 2019, passaram a adotar a nova normas e interpretações, conforme descrito abaixo:

1) CPC 06 (R2) - Operações de Arrendamento

Em dezembro de 2017 foi emitido o CPC 06 (R2), em correlação à norma IFRS 16, que introduziu novas regras para as operações de arrendamento. O objetivo é garantir que arrendatários e arrendadores forneçam informações relevantes de modo que representem fielmente essas transações. O CPC 06 (R2) requer que os arrendatários passem a reconhecer o passivo dos pagamentos futuros e o direito de uso do ativo arrendado para praticamente todos os contratos de arrendamento, incluindo os operacionais, porém foram criadas isenções opcionais para arrendamentos de curto prazo e de baixo valor. Os critérios de reconhecimento e mensuração dos arrendamentos nas demonstrações financeiras dos arrendadores ficam substancialmente mantidos. O CPC 06 (R2), em geral, foi aplicado retrospectivamente a partir de 1º de janeiro de 2019 e substituiu o CPC 06 (R1) - Operações de Arrendamento (IAS 17) e correspondentes interpretações.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

Esta norma impactou o registro das operações de arrendamento operacional que a Companhia e suas controladas possuem em aberto. Nos casos em que a Companhia ou suas controladas são arrendatárias, as mesmas reconheceram: (i) pelo direito de uso do objeto dos arrendamentos, um ativo; (ii) pelos pagamentos estabelecidos nos contratos, trazidos a valor presente, um passivo; (iii) despesas com depreciação dos ativos; e (iv) despesas financeiras com os juros sobre obrigações do arrendamento. Em contrapartida, a Companhia e suas controladas deixaram de registrar no resultado os gastos relativos à aluguéis e arrendamentos enquadrados no CPC 06 (R2).

A Companhia e suas controladas aplicaram o CPC 06 (R2), utilizando o expediente prático C8 (b) (iii), a partir de 1º de janeiro de 2019 retrospectivamente, com efeito cumulativo, ou seja, o efeito da adoção foi reconhecido nos saldos de abertura em 1º de janeiro de 2019, sem atualização das informações comparativas. Assim sendo, a Companhia e suas controladas não adotaram o expediente prático que as isentariam de aplicar o novo pronunciamento para contratos que anteriormente estavam no alcance CPC 06 (R1).

2) ICPC 22 - Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro

Em dezembro de 2018 foi emitido o ICPC 22, em correlação à norma IFRIC 23, que procura esclarecer como aplicar os requisitos de reconhecimento e mensuração do CPC 32 – Tributos sobre o lucro quando há incerteza sobre posições fiscais que ainda não foram aceitas pelas autoridades tributárias.

A Interpretação determina que é necessário avaliar se é provável que a autoridade fiscal aceitará o tratamento fiscal escolhido pela entidade: (i) se sim, a mesma deve reconhecer o valor nas demonstrações financeiras, conforme apuração fiscal, e considerar a divulgação de informações adicionais sobre a incerteza do tratamento fiscal escolhido; (ii) se não, a entidade deve reconhecer um valor diferente em suas demonstrações financeiras em relação à apuração fiscal de forma a refletir a incerteza do tratamento fiscal escolhido.

Para as posições fiscais sobre as quais há incerteza no seu tratamento, a Administração da Companhia e de suas controladas concluem que seja provável que as mesmas sejam contempladas na jurisprudência tributária sendo que, por essa razão, a Administração da Companhia e de suas controladas entendem que esta interpretação não gerou efeitos relevantes nas demonstrações financeiras.

3) Revisão de Pronunciamentos Técnicos do CPC nº 13/18

O documento estabelece alterações a Interpretações e Pronunciamentos Técnicos, principalmente, em relação a: (i) Alterações em diversos CPC's em função da edição do CPC 06 (R2); (ii) Alterações em participações de longo prazo em coligada, controlada e empreendimento controlado em conjunto; (iii) Modificações no CPC 33 (R1) em decorrência de alteração, redução ou liquidação de planos de benefícios a empregados; e (iv) Alterações anuais procedidas pelo IASB do Ciclo de Melhorias 2015 – 2017. A Companhia e suas controladas não identificaram impactos significativos decorrentes das alterações destes normativos.

4) CPC 00 (R2) - Estrutura Conceitual para Relatório Financeiro

Em março de 2018, diante das muitas alterações passadas feitas em diversas normas e interpretações, o IASB revisou a “Estrutura Conceitual para Relatório Financeiro” (Conceptual Framework), conhecida no Brasil como Pronunciamento Técnico CPC 00. Diante dessa revisão pelo Comitê Internacional, no Brasil o Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), em 1º de novembro de 2019, conforme as disposições da Resolução CFC n.º 1.055/05 e alterações posteriores, aprovou o CPC 00 (R2), tornando pública sua aplicação no país.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

Apesar da Estrutura Conceitual não ser um pronunciamento propriamente dito, sendo que nada contido nela se sobrepõe a qualquer pronunciamento ou qualquer requisito em pronunciamento, para o Grupo é notória a importância de sua avaliação e divulgação de suas revisões, uma vez que a mesma é utilizada como base para reconhecimento contábil, conforme previsto no CPC 26 – Apresentação das Demonstrações Contábeis (em correlação IAS 1). Ademais, sua importância se fundamenta também em seus seguintes objetivos práticos, a saber: nortear o desenvolvimento de normas futuras; auxiliar os preparadores das demonstrações financeiras a desenvolver políticas contábeis consistentes (quando nenhum outro pronunciamento se aplica à determinada transação ou outro evento, ou quando o pronunciamento permite uma escolha de política contábil); e auxiliar todos os usuários e preparadores a entender e interpretar os Pronunciamentos.

Conforme mencionado, as principais mudanças trazidas pela revisão se concentraram em atualizar a estrutura perante as normas emitidas pelo Comitê nos últimos anos, sendo as principais: (i) objetivo do relatório financeiro, que passa a ser o de fornecer informações úteis para a tomada de decisões de alocação de recursos, (ii) inclusão do conceito de prudência (definida como o exercício de cautela ao fazer julgamentos em condições de incerteza), como componente da neutralidade, (iii) definição da entidade que reporta, que pode ser tanto uma entidade legal, quanto também uma parte dela, e (iv) revisão das definições de ativo e passivo.

Conforme as decisões do Comitê Internacional, sua aplicação e efetividade são imediatas para àqueles que desenvolvem as normas (IASB e IFRS Interpretations Committee), mas somente requerida para os preparadores das demonstrações a partir de 1º de janeiro de 2020. A Administração da Companhia e de suas controladas avaliaram a nova estrutura conceitual e não esperam que sua adoção cause impactos materiais nas Demonstrações Financeiras.

2018

A Companhia e suas controladas, a partir de 1º de janeiro de 2018, passaram a adotar novas normas e interpretações, conforme descrito abaixo:

1) CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente

Esta norma faz correlação à norma IFRS 15 e introduziu um novo modelo para o reconhecimento de receitas provenientes dos contratos com clientes. A mesma enfatiza o reconhecimento da receita como a transferência do controle de bens ou serviços aos clientes, em lugar do princípio da transferência de riscos e benefícios, considerando qual montante espera ser capaz de trocar por aqueles bens ou serviços e quando a receita deve ser reconhecida. O CPC 47 substituiu o CPC 30 (R1) – Receitas (IAS 18), o CPC 17 (R1) - Contratos de Construção (IAS 11) e as interpretações relacionadas.

O pronunciamento requer aplicação retrospectiva e permite um dos seguintes métodos: (i) retrospectivo a cada exercício anterior apresentado; ou (ii) retrospectivo com efeito cumulativo da aplicação inicial na data da adoção inicial. A Companhia e suas controladas optaram por adotar o pronunciamento usando o método retrospectivo com efeito cumulativo, cujos os impactos originados da adoção sendo contabilizados a partir de 1º de janeiro de 2018. Os contratos que começaram e concluíram no mesmo exercício de apresentação comparativa, bem como contratos que foram concluídos no início do exercício mais antigo apresentado, não serão reapresentados.

A Companhia e suas controladas realizaram uma análise detalhada do impacto resultante da aplicação do CPC 47, incluindo a avaliação dos cinco passos para reconhecimento e mensuração da receita, quais são: (i) Identificar os tipos de contratos firmados com seus clientes; (ii) Identificar as obrigações presentes em cada tipo de contrato; (iii) Determinar o preço de cada tipo de transação; (iv) Alocar o preço às obrigações contidas nos contratos; e (v) Reconhecer a receita quando (ou na medida em que) a entidade satisfaz cada obrigação do

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

contrato.

Após esta análise a Companhia e suas controladas concluíram, com base em seus critérios de classificação, reconhecimento e mensuração que não houve impacto significativo na adoção deste pronunciamento, exceto nas controladas de distribuição, transmissão e na Porto do Pecém.

Para as controladas de distribuição e a Porto do Pecém houve a reclassificação das penalidades de indicadores de desempenho, classificadas anteriormente na demonstração do resultado como despesas operacionais, que passaram a ser classificadas como itens redutores das receitas. O pronunciamento define que o valor da contraprestação pela obrigação de desempenho pode variar em razão de descontos, abatimentos, restituições, créditos, concessões de preços, incentivos, bônus de desempenho, penalidades ou outros itens similares, cuja receita deve ser reconhecida de forma líquida dessa contraprestação variável. As controladas de distribuição são avaliadas pela ANEEL em diversos aspectos no fornecimento de energia elétrica para clientes, dentre eles, está a qualidade do serviço e do produto oferecidos aos consumidores compreendendo a avaliação das interrupções no fornecimento de energia elétrica. Destacam-se no aspecto da qualidade do serviço os indicadores de continuidade coletivos, DEC e FEC, e os indicadores de continuidade individuais DIC, FIC e DMIC sendo que, uma vez descumpridos, as controladas são obrigadas a ressarcir os clientes, por meio de desconto na fatura mensal de consumo de energia. Já a controlada Porto do Pecém tem o dever de ressarcir as distribuidoras para os períodos os quais a usina não estava disponível quando despachada pelo Operador Nacional do Sistema - ONS.

As controladas de distribuição também concluíram que houve impacto na classificação do Intangível - Em curso sob o escopo do ICPC 01 (R1), sendo os saldos apresentados em 31 de dezembro de 2017 como "Intangível - Em curso" reclassificados para a rubrica de "Ativos da concessão" para melhor apresentação (Item 3 abaixo).

Para as controladas de transmissão, a Administração concluiu que houve impacto no reconhecimento das receitas sob o escopo do ICPC 01 (R1), descritos com mais detalhes no item 3 abaixo.

O montante relativo ao exercício de 2017 das controladas de distribuição, transmissão e da Porto do Pecém foram reapresentados para efeito comparativo, para melhor apresentação dos saldos. Adicionalmente, a norma estabeleceu um maior detalhamento nas divulgações relacionadas aos contratos com clientes.

2) CPC 48 - Instrumentos Financeiros

Esta norma faz correlação à norma IFRS 9 e substituiu o CPC 38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração (IAS 39). O CPC 48 trouxe como principais modificações: (i) requerimentos de redução ao valor recuperável (*impairment*) para ativos financeiros passando para o modelo híbrido de perdas esperadas e incorridas, em substituição ao modelo anterior de perdas incorridas; (ii) novos critérios de classificação e mensuração de ativos financeiros; e (iii) torna os requisitos para contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) menos rigorosos.

As mudanças nas políticas contábeis resultantes da adoção do CPC 48 foram aplicadas retrospectivamente, conforme requerido pela norma, todavia, a Companhia e suas controladas aproveitaram a isenção que lhes permite não reapresentar informações comparativas de exercícios anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros (incluindo perdas de crédito esperadas). Assim, as diferenças nos saldos contábeis de ativos e passivos financeiros resultantes da adoção do CPC 48 foram reconhecidas no Patrimônio Líquido em 1º de janeiro de 2018.

A Companhia e suas controladas realizaram uma avaliação de impacto detalhada na adoção da nova norma e identificaram os seguintes aspectos:

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

- *Classificação e mensuração*

O CPC 48 apresenta uma nova abordagem de classificação e mensuração de ativos financeiros que refletem o modelo de negócios em que os ativos são administrados e suas características de fluxo de caixa.

Com relação aos passivos financeiros, a principal alteração relacionada aos requerimentos já estabelecidos pelo CPC 38 requer que a mudança no valor justo do passivo financeiro designado ao valor justo seja atribuível a mudanças no risco de crédito daquele passivo, sendo apresentada em outros resultados abrangentes e não na demonstração do resultado, a menos que tal reconhecimento resulte em uma incompatibilidade na demonstração do resultado.

Já para os ativos financeiros, o pronunciamento simplifica o modelo de mensuração anterior e estabelece três categorias de classificação: (i) mensurados ao custo amortizado; (ii) mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA); e (iii) mensurados ao valor justo por meio do resultado (VJR). A norma elimina as categorias existentes no CPC 38 de mantidos até o vencimento, empréstimos e recebíveis e disponíveis para venda.

- *Redução ao valor recuperável*

O CPC 48 substituiu o modelo de perdas incorridas por um modelo prospectivo de perdas esperadas. Esta nova abordagem exige um julgamento relevante sobre como as mudanças em fatores econômicos afetam as perdas esperadas de crédito, que serão determinadas com base em probabilidades ponderadas. O novo modelo se aplica aos ativos financeiros mensurados ao custo amortizado ou ao VJORA, com exceção de investimentos em instrumentos patrimoniais e ativos contratuais.

De acordo com o CPC 48, as provisões para perdas esperadas serão mensuradas em uma das seguintes bases: (i) Perdas de crédito esperadas para 12 meses, ou seja, perdas de crédito que resultam de possíveis eventos de inadimplência dentro de 12 meses após a data base; e (ii) Perdas de crédito esperadas para a vida inteira, ou seja, perdas de crédito que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro. A norma também propôs a aplicação do expediente prático para os ativos financeiros que não possuem componentes de financiamento significativos, com uma abordagem simplificada cuja perda esperada será realizada com uma matriz por idade de vencimento das contas a receber.

Para as rubricas de Contas a receber e Outros créditos, a Administração da Companhia e de suas controladas decidiram pela aplicação da abordagem simplificada e registrarão perdas esperadas durante toda a vida em todos os créditos, resultando, quando aplicável, em uma aceleração no reconhecimento de perdas por redução ao valor recuperável em seus ativos financeiros. Para os demais ativos financeiros, não foram identificados impactos significativos na adoção deste pronunciamento.

As controladas de geração, transmissão e serviços, após uma análise de crédito criteriosa, concluíram que não há indícios de perdas em seus ativos financeiros no reconhecimento inicial.

- *Contabilidade de hedge (Hedge accounting)*

O CPC 48 exige que a Companhia e suas controladas assegurem que as relações de contabilidade de hedge estejam alinhadas com os objetivos e estratégias de gestão de risco estabelecidas pela Administração, aplicando uma abordagem mais qualitativa e prospectiva para avaliar a efetividade do hedge. A nova norma vem introduzir um modelo menos restritivo ao hedge, exigindo uma relação econômica entre o item coberto e o instrumento de hedge em que o índice de cobertura seja o mesmo que aplicado pela entidade para a gestão de risco.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

No exercício de 2018, a controlada Porto do Pecém contratou uma *Non-Deliverable Forward* - NDF com a finalidade de proteção de câmbio na contratação de seguro de lucros cessantes, cujo pagamento de prêmio foi realizado em Dólar. A controlada enquadrou a operação como contabilidade de *hedge* conforme CPC 38, escolhendo a transição do CPC 48 que permite utilizar a regra anterior para este assunto em particular. A referida NDF foi liquidada em julho de 2018 e, em 31 de dezembro de 2018, não há nenhum instrumento financeiro enquadrado nesta modalidade.

3) Revisão de Pronunciamentos Técnicos do CPC nº 12/17

O documento estabelece alterações a Interpretações e Pronunciamentos Técnicos, principalmente, em relação a: (i) Edição do CPC 47; (ii) Edição do CPC 48; (iii) Alteração na classificação e mensuração de transações de pagamento baseado em ações do CPC 10; (iv) Alteração na transferência da propriedade para investimento do CPC 28; e (v) Alterações anuais procedidas pelo IASB do Ciclo 2014 – 2016.

Em relação às revisões acima, destaca-se as alterações no CPC 40 - Instrumentos Financeiros: Evidenciação que trata das divulgações relativas aos instrumentos financeiros. Com a edição do CPC 48 foram incluídos no CPC 40 extensivas novas divulgações, especificamente sobre a contabilidade de *hedge*, risco de crédito e perdas de crédito esperadas.

A Companhia e suas controladas realizaram uma análise para identificar os novos requerimentos de divulgação, destacando as divulgações pertinentes nas notas explicativas de Contas a receber, Receitas e Instrumentos financeiros.

Em relação às alterações introduzidas pelo CPC 47 e CPC 48 no ICPC 01 (R1), destacamos abaixo os reflexos no reconhecimento dos ativos das controladas de transmissão e de classificação nas controladas de distribuição.

A Companhia e suas controladas não identificaram impactos significativos decorrentes das alterações nos demais pronunciamentos.

- ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão

Transmissão

As alterações introduzidas pelo CPC 47 e CPC 48 impactaram as controladas de transmissão na forma de se classificar e mensurar seus ativos, já que os mesmos estão sob alcance da ICPC 01. Conforme divulgado no item 1 acima, a alocação de preço é exigida para cada tipo de obrigação de desempenho identificada no contrato com o cliente, em conjunto com a exigência de se classificar o ativo financeiro entre custo amortizado ou valor justo por meio do resultado.

Sob o alcance do CPC 47, as controladas de transmissão possuem um único contrato com cliente (concessão da linha de transmissão) com três obrigações de desempenho identificadas, quais são: (i) construir; (ii) operar e manter; e (iii) financiar o poder concedente. Desta forma, com base nas características contratuais, as controladas classificaram o ativo como contratual uma vez que, para sua realização, os fluxos financeiros são influenciados por fatores de desempenho operacional bem como de condições futuras decorrentes de procedimentos de revisões tarifárias periódicas, não sendo estes ativos recebíveis apenas pela passagem do tempo, condição precedente para classificação do referido como ativo financeiro de acordo com o CPC 48.

Por se tratar de contratos com clientes de longo prazo, as controladas identificaram que existe componente de financiamento significativo que é considerado para o cálculo do financiamento ao Poder Concedente, conforme mencionado acima.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfasesDistribuição

As alterações introduzidas pelo CPC 47 impactaram as controladas de distribuição na forma de se classificar seus ativos, já que os mesmos estão sob alcance do ICPC 01. Dentre as alterações destaca-se o tratamento de todos os ativos no período de construção e que ainda não estão em serviço, para Ativos contratuais, sendo reclassificados para a rubrica de "Ativos da concessão".

4) ICPC 21 - Transação em Moeda Estrangeira e Adiantamento

Esta interpretação esclarece que a data da transação, para determinar a taxa de câmbio a utilizar no reconhecimento inicial do item relacionado ao pagamento ou adiantamento, deve ser a data em que a entidade reconhece inicialmente o ativo ou passivo não monetário decorrente da contraprestação antecipada. Caso haja múltiplos pagamentos ou adiantamentos, a entidade deve determinar a data da transação para cada pagamento ou recebimento. A Companhia e suas controladas não identificaram impactos significativos decorrentes da adoção deste pronunciamento.

(b) Efeitos significativos das alterações em práticas contábeis referentes aos 3 últimos exercícios sociais**2020**

As alterações que entraram em vigor em 1º de janeiro de 2020 não produziram impactos relevantes nestas demonstrações financeiras. Em relação aos normativos em discussão no IASB ou com data de vigência estabelecida em exercícios futuros, a Companhia está acompanhando as discussões e até o momento não identificou a possibilidade de ocorrência de impactos significativos.

2019CPC 06 (R2) - Operações de Arrendamento

Em decorrência da adoção do CPC 06 (R2), a EDP – Energias do Brasil e suas controladas aplicaram o CPC 06 (R2), utilizando o expediente prático C8 (b) (ii), a partir de 1º de janeiro de 2019 retrospectivamente, com efeito cumulativo, ou seja, o efeito da adoção foi reconhecido nos saldos de abertura em 1º de janeiro de 2019, conforme demonstrado abaixo:

	Controladora		
	Saldo em 31/12/2018	Ajustes adoção inicial	Saldo em 1º de janeiro de 2019
Ativo			
Imobilizado	31.734	8.666	40.400
Passivo			
Outras contas a pagar (Circulante)	43.901	4.269	48.170
Outras contas a pagar (Não circulante)	6.488	4.397	10.885

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

Consolidado			
	Saldo em 31/12/2018	Ajustes adoção inicial	Saldo em 1º de janeiro de 2019
Ativo			
Imobilizado	6.661.984	80.520	6.742.504
Passivo			
Outras contas a pagar (Circulante)	238.369	33.341	271.710
Outras contas a pagar (Não circulante)	44.255	47.179	91.434

Na opinião dos Diretores da Companhia, no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, com exceção do CPC 06 (R2) acima destacado, não houve efeitos significativos nas demonstrações financeiras da Companhia relativos às demais alterações nas práticas contábeis em relação ao último exercício social, ou seja, o exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

2018CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente

Em decorrência da adoção do CPC 47, as controladas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo e Porto do Pecém reclassificaram na Demonstração do Resultado os ressarcimentos por indisponibilidade na prestação do serviço de energia elétrica da rubrica de Custo de operação para a rubrica de Receitas, conforme demonstrado abaixo:

	Consolidado		
	2017		
	Publicado	CPC 47	Reapresentado
Receitas	12.373.375	(36.191)	12.337.184
Custo da produção e do serviço de energia elétrica			
Custo de operação	(1.192.706)	36.191	(1.156.515)
Lucro bruto	2.322.949		2.322.949
Resultado antes dos tributos sobre o lucro	1.044.160		1.044.160
Resultado líquido do exercício	688.338		688.338

CPC 48 - Instrumentos Financeiros• *Classificação e mensuração*

Em relação à classificação e mensuração dos ativos financeiros, a Companhia e suas controladas alteraram a classificação nas rubricas relacionadas abaixo. A alteração na classificação não impactou a mensuração dos itens não havendo, assim, impacto significativo nas demonstrações financeiras:

	Classificação CPC 38	Classificação CPC 48
Ativo financeiro indenizável	Disponível para venda	Valor justo por meio do resultado
Cauções e depósitos vinculados	Ativos mantidos até o vencimento	Custo amortizado
Títulos e valores mobiliários - Debêntures	Ativos mantidos até o vencimento	Custo amortizado
Bancos conta movimento (Caixa e Equivalentes de caixa)	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Títulos a receber	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Rendas a receber	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

	Classificação CPC 38	Classificação CPC 48
Consumidores e concessionárias	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Partes relacionadas (Outros créditos)	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
Ativos financeiros setoriais	Disponível para venda	Custo amortizado
Empréstimos a receber	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado

As controladas EDP São Paulo e Porto do Pecém possuem passivos financeiros mensurados ao VJR, representados por dívidas em moeda estrangeira, para os quais existem instrumentos financeiros derivativos (swaps) para mitigação do risco cambial. Para esses derivativos, as referidas companhias poderão manter a mensuração ao valor justo por meio do resultado, não havendo divergências de mensuração entre o CPC 48 e o CPC 38 para esses passivos financeiros.

As demais controladas não possuem passivos financeiros mensurados ao VJR, portanto, para estas companhias, não houve impacto nas demonstrações financeiras decorrentes da adoção da norma, mantendo a classificação como custo amortizado.

- *Redução ao valor recuperável*

As controladas de distribuição, bem como a EDP Comercializadora, após as devidas análises, identificaram os seguintes ajustes realizados em contrapartida da rubrica de Lucros acumulados, no Patrimônio Líquido, em 1º de janeiro de 2018:

	Consolidado		
	Circulante e Não circulante		
	Saldo em 31/12/2017	Ajustes adoção inicial (CPC 48)	Saldo em 1º de janeiro de 2018
Contas a receber (líquido da PECLD)	2.526.070	(47.073)	2.478.997
Outros créditos	245.471	1.174	246.645
PECLD	(241.298)	(6.811)	(248.109)
Total	2.530.243	(52.710)	2.477.533

Revisão de Pronunciamentos Técnicos do CPC nº 12/17

As controladas de transmissão e distribuição reclassificaram os montantes no Balanço Patrimonial anteriormente registrados nas rubricas de "Ativo financeiro indenizável" e "Intangível", respectivamente, para a rubrica "Ativos da concessão", conforme demonstrado abaixo:

	Consolidado		
	2017		
	Publicado	Revisão do ICPC 01 (R1)	Reapresentado
Não circulante			
Ativo financeiro indenizável	1.951.930	(38.025)	1.913.905
Ativos da concessão	-	385.676	385.676
Intangível	2.742.416	(347.651)	2.394.765
Total do Ativo Não circulante	15.153.795	-	15.153.795

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases**(c) Ressalvas e ênfases presentes no relatório do auditor****2020, 2019 e 2018**

Os Diretores salientam que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia relativas a 31 de dezembro de 2018 foram auditadas pela KPMG Auditores Independentes de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPCs), e conforme as normas internacionais de relatório financeiro, *International Financial Reporting Standards* (IFRS) emitidas pelo IASB, e que as mesmas não possuem ressalvas ou ênfases.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

10.5. Os diretores devem indicar e comentar políticas contábeis críticas adotadas pela Companhia, explorando, em especial, estimativas contábeis feitas pela administração sobre questões incertas e relevantes para a descrição da situação financeira e dos resultados, que exijam julgamentos subjetivos ou complexos, tais como: provisões, contingências, reconhecimentos de receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros

Na elaboração das demonstrações financeiras, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e práticas contábeis internacionais, é requerido que os Diretores da Companhia e os de suas controladas se baseiem em estimativas para o registro de certas transações que afetam os ativos, passivos, receitas e despesas.

Os resultados e consequências finais dessas transações e informações, quando de sua efetiva realização em períodos subsequentes, podem diferir dessas estimativas, devido a imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. Os Diretores da Companhia e suas controladas revisam as estimativas e premissas pelo menos trimestralmente, exceto quanto ao plano de benefícios pós-emprego, que é revisado semestralmente e a consequente redução ao valor recuperável, a qual é revisada conforme critérios detalhados abaixo.

Os Diretores da Companhia destacam abaixo as principais estimativas relacionadas às demonstrações financeiras:

Redução ao valor recuperável

Em relação à redução ao valor recuperável, na opinião dos Diretores destacam-se os seguintes critérios utilizados na determinação no mesmo:

Ativos financeiros e Ativos contratuais

São avaliados no reconhecimento inicial com base em estudo de perdas esperadas, quando aplicável, e quando há evidências de perdas não recuperáveis. São considerados ativos não recuperáveis quando há evidências de que um ou mais eventos tenham ocorrido após o reconhecimento inicial do ativo financeiro e que, eventualmente, tenha resultado em efeitos negativos no fluxo estimado de caixa futuro do investimento.

Ativo não financeiro

A revisão dos valores de ativos não financeiros da Companhia é efetuada pelo menos anualmente, ou com maior periodicidade se a Administração da Companhia e de suas controladas identificar que houve indicações de perdas não recuperáveis no valor contábil líquido dos ativos não financeiros, ou que ocorreram eventos ou alterações nas circunstâncias que indicassem que o valor contábil pode não ser recuperável.

O valor recuperável é determinado com base no valor em uso dos ativos, sendo calculado com recurso das metodologias de avaliação, suportado em técnicas de fluxos de caixa descontados, considerando as condições de mercado, o valor temporal e os riscos de negócio.

Para a controlada em conjunto São Manoel, os Diretores destacam que, por meio de testes de sensibilidade, alterações regulatórias, e análise de indicadores, identificaram em 2019 indicativos de que o cálculo de valor recuperável da usina poderia estar subavaliado, tendo efeito sobre o lançamento de *impairment* reconhecido em 2016. Os indicadores identificados vão desde a homologação da nova Garantia Física, até fatores de melhora no cenário macroeconômico, componentes para desconto de fluxo de caixa na avaliação de investimentos, utilizados para cálculo do valor recuperável. Após realizadas as análises de indicadores e performado o teste de recuperabilidade, utilizando as fontes internas e externas de informação previstas no CPC 01 (R1) - Redução ao Valor Recuperável de Ativos, a São Manoel procedeu com o registro da reversão no montante de R\$111,2.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

Os Diretores destacam que no exercício findo em 31 de dezembro de 2020, após proceder ao teste de recuperabilidade dos ativos não financeiros, a Administração concluiu que o valor contábil líquido registrado dos ativos é recuperável e, portanto, não houve necessidade de registro de provisão ou reversão para redução ao valor recuperável.

Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa – PECLD

Os Diretores destacam que, conforme requerido pelo CPC 48 - Instrumentos financeiros, é efetuada uma análise criteriosa do saldo de Contas a receber e, de acordo com a abordagem simplificada e quando necessário, é constituída uma PECLD para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos.

Para as controladas de distribuição e comercialização, a partir de 1º janeiro de 2018, a PECLD é registrada sobre toda a vida do recebível com base em aplicação de percentual calculado a partir de estudo histórico de inadimplência segregados por parâmetros de: (i) classe de consumidor; (ii) tensão; (iii) data de faturamento; e (iv) data de vencimento. Desta forma, foi constituída uma matriz de risco por período de inadimplência, ajustada pela expectativa econômica do período corrente, obtida por meio da previsão dos parâmetros do índice de inadimplência de mercado do Banco Central.

As controladas de geração avaliaram seus históricos de recebimentos e identificaram que não estão expostas a um elevado risco de crédito, uma vez que eventuais saldos vencidos e não recebidos são mitigados por contratos de garantias financeiras assinados na contratação dos leilões de energia ou na formalização de contratos bilaterais. Ademais, o montante a receber de energia de curto prazo são administrados pela CCEE que, por sua vez, controla a inadimplência entre os participantes setoriais com base em regulamentações emitidas pelo Poder Concedente, diminuindo o risco de crédito nas transações realizadas. Portanto, após as devidas análises, as controladas de geração não identificaram a necessidade de constituição de eventuais perdas esperadas, uma vez que as mesmas se mostram imateriais e controláveis.

Em relação às controladas de serviços, a PECLD é calculada levando em consideração o risco de crédito de seus clientes junto às Instituições de Crédito. Sempre que houver deterioração no *rating* do cliente em comparação ao momento em que ocorreu a venda, a perda é incrementada para os próximos 12 meses, independentemente de haver atraso. O atraso é um fator adicional considerado no cálculo da PECLD para determinar se a mesma é calculada ao longo da vida ou para os próximos 12 meses.

Ativos financeiros setoriais

Estes ativos financeiros estão registrados pelo valor presente do direito a receber e são calculados utilizando premissas observáveis para as distribuidoras do setor de energia elétrica nos períodos de reajustes e revisões tarifárias. Sua mensuração leva em consideração a diferença temporal entre os custos orçados pela ANEEL e incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Os Diretores destacam que as principais incertezas sobre este instrumento financeiro se devem ao risco do não reconhecimento de parte desses ativos pelo Poder Concedente.

Realização dos créditos fiscais diferidos

O Imposto de renda e contribuição social diferidos ativos e passivos foram registrados sobre prejuízos fiscais, base negativa de contribuição social e diferenças temporárias considerando as alíquotas vigentes dos citados tributos, de acordo com as disposições da Deliberação CVM nº 599/09, e consideram o histórico de rentabilidade e a expectativa de geração de lucros tributáveis futuros fundamentada em estudo técnico de viabilidade.

Os Diretores da Companhia e suas controladas elaboram projeção de resultados tributáveis futuros, inclusive considerando seus descontos a valor presente. Na opinião dos Diretores a

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

Companhia e suas controladas possuem a capacidade de realização desses créditos fiscais nos próximos exercícios.

Ativo financeiro indenizável

Para as controladas de distribuição, estes ativos financeiros estão registrados pelo valor justo do direito na data da demonstração financeira e são calculados com base no valor dos ativos em serviço pertencentes à concessão e que serão reversíveis no final da concessão, homologados pela ANEEL a cada 3 ou 4 anos em laudo de avaliação da Base de Remuneração Regulatória (BRR).

Os Diretores destacam que as principais incertezas sobre este instrumento financeiro se devem ao risco do não reconhecimento de parte desses ativos pelo Poder Concedente e de seus respectivos preços de reposição ao término da concessão.

Ativos da concessão

Distribuição

Refere-se ao direito contratual da concessionária de receber caixa dos usuários pelos serviços de construção do sistema de distribuição de energia elétrica, quando da entrada em operação dos respectivos ativos, e estão mensurados ao seu valor de custo acrescido de encargos financeiros, quando aplicável.

Quando da conclusão da construção da infraestrutura, tais ativos passarão a ser classificados como Ativo financeiro indenizável ou como Ativo Intangível, conforme a forma de remuneração. Os Diretores destacam que as principais incertezas sobre estes ativos se devem ao risco do não reconhecimento de parte desses ativos pelo Poder Concedente quando transferidos para o Ativo financeiro indenizável ou para o Ativo Intangível.

Transmissão

Os ativos contratuais incluem os valores a receber referentes aos serviços de implementação da infraestrutura e da receita de remuneração dos ativos de concessão, sendo os mesmos mensurados pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros, com base na taxa média de financiamento do projeto vigente quando da formalização do contrato de concessão, conforme CPC 47.

O modelo de ativo financeiro estabelece que a receita do contrato de concessão seja reconhecida de acordo com os critérios do CPC 47. Nesse sentido, as transmissoras reconhecem receita de construção da infraestrutura da concessão com margem proporcionalmente ao avanço da obra pelo método do custo, considerando cumprimento da performance requerida pelo contrato de concessão.

Com isso, o ativo tem a natureza de "ativo de contrato" até a emissão mensal da permissão de faturamento da RAP pelo ONS, quando o montante correspondente é reclassificado para o Ativo Financeiro. Isto porque as transmissoras ainda detêm obrigações contratuais de desempenho a cumprir durante a concessão. Além da Receita de Construção da Infraestrutura da Concessão, a RAP contém a função de remunerar o serviço de O&M e quitar parcela da Receita de Juros. A formação do ativo contratual das transmissoras é uma estimativa contábil, sendo as premissas utilizadas pelas controladas de transmissão.

No advento do termo final do contrato de concessão, todos os bens e instalações vinculados passarão a integrar o Patrimônio da União.

As controladas de transmissão receberão os ativos contratuais por meio da Receita Anual Permitida - RAP, instituída pelo Poder Concedente e cobrada dos usuários da Rede Básica, que corresponde aos fluxos de caixa previstos no contrato de concessão.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

Conforme requerido pelo CPC 48 - Instrumentos financeiros, é efetuada uma análise criteriosa do saldo dos Ativos da Concessão e, de acordo com a abordagem simplificada, quando necessário, é constituída uma PECLD, para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos. Os Diretores destacam que as controladas de transmissão não estão expostas a um elevado risco de crédito.

Vida útil do imobilizado e intangível

A base para o cálculo da depreciação é o valor depreciável (custo de aquisição, subtraídos do valor residual) do ativo. A depreciação é reconhecida no resultado baseando-se no método linear de acordo com a vida útil de cada unidade de adição e retirada. As taxas de depreciação utilizadas estão previstas na tabela XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE aprovadas pela Resolução Normativa nº674 de 11 de agosto de 2015.

Os ágios estão sendo amortizados pela curva da expectativa de resultados futuros e pelo prazo de concessão e os direitos de concessão são amortizados pelo prazo remanescente da concessão.

Os Diretores acreditam que esse método é o que melhor reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados nos ativos imobilizados e intangíveis.

Benefício pós-emprego

Conforme estabelecido pela Deliberação CVM nº 695/12, a contabilização dos passivos oriundos de Benefícios pós-emprego, deve ocorrer com base nas regras estabelecidas no CPC 33 (R1). Anualmente, as controladas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, Energest e Investco contratam atuários independentes para realização de avaliação atuarial de seus planos na modalidade de benefício definido, segundo o Método do Crédito Unitário Projetado.

São reconhecidas as obrigações dos planos de benefício definido se o valor presente da obrigação na data do balanço é maior que o valor justo dos ativos do plano. Os ganhos e perdas atuariais gerados por ajustes e alterações nas premissas atuariais dos planos de Benefício definido são reconhecidos no exercício em que ocorrem diretamente no Patrimônio líquido na rubrica "Outros resultados abrangentes". Os custos com serviços passados são reconhecidos no período em que ocorrem, integralmente no resultado na rubrica de Pessoal, e o resultado financeiro do benefício é calculado sobre o déficit/superávit atuarial utilizando a taxa de desconto do laudo vigente. Para os casos em que o plano se torne superavitário e exista a necessidade de reconhecimento de um ativo, tal reconhecimento é limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos ou reduções futuras nas contribuições ao plano. Os Diretores salientam que as principais incertezas são as alterações nas premissas atuariais que podem acarretar impactos nas demonstrações financeiras.

Provisões

As Provisões são reconhecidas no balanço em decorrência de um evento passado, quando é provável que um recurso econômico seja requerido para saldar a obrigação e que possa ser estimada de maneira confiável. Os Diretores destacam que as provisões são registradas com base nas melhores estimativas do risco envolvido.

Em relação às provisões cíveis, fiscais e trabalhistas, as mesmas são revistas periodicamente com o auxílio dos assessores jurídicos da Companhia e suas controladas.

Receita

As receitas são mensuradas pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita é reconhecida em bases mensais e quando existe evidência convincente de que houve: (i) a identificação dos direitos e obrigações do contrato com o cliente; (ii) a identificação da obrigação de desempenho presente no contrato; (iii) a determinação do preço para cada tipo de transação; (iv) a alocação do preço da transação às obrigações de desempenho estipuladas

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

no contrato; e (v) o cumprimento das obrigações de desempenho do contrato. Uma receita não é reconhecida se há uma incerteza significativa na sua realização.

Os serviços prestados para os clientes, em sua grande maioria, possuem as seguintes características: (i) são rotineiros e recorrentes; (ii) possuem o mesmo padrão de transferência; e (iii) são prestados para o cliente ao longo de um determinado período. Desta forma, com relação à satisfação da obrigação de desempenho da Companhia e suas controladas, as mesmas são atendidas, substancialmente, ao longo do tempo.

A Companhia e suas controladas reconhecem sua receita de forma líquida de eventuais descontos, abatimentos, restituições, créditos, concessões de preços, incentivos, bônus de desempenho, penalidades ou outros itens similares.

Os Diretores destacam que as receitas da Companhia e suas controladas são mensuradas conforme as obrigações de desempenho identificadas nos contratos com os clientes, sendo os principais critérios de reconhecimento e mensuração, por segmento, apresentados a seguir:

Distribuição

- i. *Fornecimento - Faturado*: São reconhecidos por meio da entrega de energia elétrica ocorrida em um determinado período. Essa medição ocorre de acordo com o calendário de leitura estabelecido pela distribuidora. O faturamento dos serviços de distribuição de energia elétrica é, portanto, efetuado de acordo com esse calendário, sendo a receita de serviços registrada na medida em que as faturas são emitidas com base na tarifa vigente homologada pelo órgão regulador.
- ii. *Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - Faturado*: São reconhecidas pela disponibilização da infraestrutura da rede elétrica de distribuição a seus clientes (livres e cativos), sendo o valor justo da contraprestação calculado conforme tarifa de uso do sistema, a qual é definida pelo órgão regulador.
- iii. *Não faturado*: Refere-se a energia fornecida e/ou ao uso do sistema de distribuição que ainda não foram faturados correspondentes ao período decorrido entre a data da última leitura e o encerramento das demonstrações financeiras. É estimada e reconhecida como receita não faturada considerando-se como base a carga real de energia distribuída no mês, o índice de perda anualizado e a tarifa vigente.
- iv. *Resultados de ativos financeiros setoriais*: É reconhecido mensalmente pela diferença entre os custos pertencentes à Parcela "A" efetivamente incorridos no resultado, daqueles reconhecidos na receita de operações com energia elétrica previstos na tarifa vigente pela ANEEL.
- v. *Suprimento - Faturado*: Refere-se a energia elétrica fornecida para outra concessionária, segundo condições contratuais. O montante da contraprestação é determinado pela quantidade de energia entregue multiplicada pela tarifa vigente estabelecida pelo órgão regulador.
- vi. *Energia de curto prazo*: A receita é reconhecida pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que o excedente de energia é comercializado no âmbito da CCEE. A contraprestação corresponde a multiplicação da quantidade de energia vendida pelo Preço de Liquidação das Diferenças - PLD.
- vii. *Receita de construção*: O reconhecimento da receita de construção está diretamente associado às adições aos Ativos da concessão, não sendo incorporada margem nesta atividade de construção assim classificada conforme a aplicação da ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão. A formação da receita de construção resulta da alocação das horas trabalhadas pelas equipes técnicas, dos materiais utilizados, da medição da prestação de serviços terceirizados e outros custos diretamente alocados por meio do método de insumo, de acordo com o CPC 47. O registro contábil dessa receita é efetuado em contrapartida à Custo com construção da infraestrutura em igual montante.
- viii. *Subvenções vinculadas ao serviço concedido*: É reconhecida quando da efetiva aplicação de descontos nas tarifas de unidades consumidoras beneficiadas por subsídios

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

- governamentais pela diferença entre a tarifa de referência da respectiva classe de consumo daquela efetivamente aplicada a consumidores beneficiários desses subsídios.
- ix. *Arrendamentos e aluguéis*: A receita de arrendamento é medida pelo valor justo da contraprestação a receber e são reconhecidas em bases mensais conforme os contratos de arrendamento.

Geração

- i. *Suprimento de energia elétrica*: A receita é reconhecida com base na energia assegurada e com tarifas especificadas nos termos dos contratos de fornecimento. A controlada poderá vender a energia produzida em dois ambientes: (i) no Ambiente de Contratação Livre - ACL, onde a comercialização de energia elétrica ocorre por meio de livre negociação de preços e condições entre as partes, por meio de contratos bilaterais; e (ii) no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, onde há a comercialização da energia elétrica para os agentes distribuidores, sendo o preço da energia estabelecido pelo Órgão Regulador por meio de leilões de energia.
- ii. *Energia de curto prazo*: A receita é reconhecida pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que o excedente de energia produzido, após a alocação de energia no MRE, é comercializado no âmbito da CCEE. A contraprestação corresponde a multiplicação da quantidade de energia vendida pelo PLD.

Transmissão

- i. *Receita de construção*: A receita de construção é reconhecida como uma obrigação de desempenho que é atendida pela construção da linha de transmissão e seus ativos associados. O reconhecimento da receita de construção está diretamente associado às adições ao ativo contratual conforme os gastos incorridos (método de insumo). A formação da receita de construção resulta da alocação das horas trabalhadas pelas equipes técnicas, dos materiais utilizados, da medição da prestação de serviços terceirizados e outros custos diretamente alocados. O registro contábil dessa receita é efetuado em contrapartida aos Ativos da concessão, acrescido de margem na construção e de PIS e COFINS.
- ii. *Receita de Operação e Manutenção (O&M)*: É reconhecida mensalmente como uma obrigação de desempenho que é atendida pela operação e manutenção da linha de transmissão. Esta receita é calculada com base nos montantes de custos previstos no contrato de concessão, acrescidos de margem.
- iii. *Atualização dos Ativos da concessão*: Os contratos de concessão das transmissoras possuem um componente de financiamento significativo, uma vez que o prazo de recebimento pela construção da infraestrutura é de longo prazo (30 anos). Dessa forma, conforme requerido pelo CPC 47, a remuneração dos ativos da concessão é calculada com base na taxa média de financiamento do projeto do momento da formalização do contrato de concessão com o Poder Concedente sobre o saldo do Ativos da Concessão.

Comercialização

A receita é reconhecida com base em contratos bilaterais firmados com agentes de mercado e devidamente registrados na CCEE.

Serviços

O reconhecimento da receita está diretamente associado à medição da prestação de serviços e de outros custos diretamente alocados, por meio do método de insumo, de acordo com o CPC 47. Determinados contratos possuem componente de financiamento significativo, os quais são reconhecidos proporcionalmente ao longo do contrato utilizando a taxa de financiamento que seria refletida em uma transação separada entre as partes.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas***Mensuração à valor justo dos instrumentos financeiros***

Para apuração do valor justo, a Companhia e suas controladas projetam os fluxos dos instrumentos financeiros até o término das operações seguindo as regras contratuais, inclusive para taxas pós-fixadas, e utiliza como taxa de desconto o Depósito Interbancário - DI futuro divulgado pela B3, exceto quando outra taxa for indicada na descrição das premissas para o cálculo do valor justo, e considerando também o risco de crédito próprio da Companhia e da Contraparte, de acordo com o CPC 46. Este procedimento pode resultar em um valor contábil diferente do seu valor justo principalmente em virtude de os instrumentos apresentarem prazos de liquidação longos e custos diferenciados em relação às taxas de juros praticadas atualmente para contratos similares.

A Companhia elabora análises de sensibilidade que tem como objetivo mensurar o impacto às mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia e suas controladas mensurados a valor justo. Os Diretores destacam que, não obstante, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade contida no processo utilizado na preparação dessas análises.

10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs**10.6. Itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras da Companhia:**

(valores apresentados em milhares de Reais)

a) Os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (*off-balance sheet items*), tais como:

Os Diretores destacam que os valores apresentados abaixo referem-se aos montantes Consolidados do Grupo EDP – Energias do Brasil devidamente atualizados com as respectivas taxas projetadas e ajustados ao valor presente pela taxa que representa o custo médio de capital (WACC) do Grupo EDP – Energias do Brasil.

(i) carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos

Os Diretores salientam que não existem carteiras de recebíveis não registradas nas Demonstrações Financeiras da Companhia e de suas controladas para os exercícios findos em 2020, 2019 e 2018.

(ii) contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços

	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
Obrigações de compra com: (i) materiais; (ii) serviços; (iii) energia; (iv) encargos de conexão e transporte de energia; e (v) comercialização de energia	54.532,6	55.609,0	55.314,6

(iii) contratos de construção não terminada

Os Diretores salientam que os contratos de construção estão divulgados no item (iii) acima, uma vez que se caracterizam como contratos de prestação de serviços.

(iv) contratos de recebimentos futuros de financiamentos

Em 2020, segue abaixo a posição dos créditos contratados e ainda não recebidos:

Empresa	Instituição financeira	Montante total contratado	Montante recebido	Montante não recebido	Objeto
EDP São Paulo	BNDES	399,7	158,6	241,1	Financiamento de CAPEX para os exercícios de 2016 a 2018
EDP Espírito Santo	BNDES	354,1	174,1	180,0	
EDP Transmissão MA I	Banco do Nordeste do Brasil S.A. – BNB	252,1	177,8	74,3	Financiamento de CAPEX para a construção das transmissoras
EDP Transmissão MA II	Banco do Nordeste do Brasil S.A. – BNB	124,5	122,9	1,7	
Total		1.130,4	633,3	497,1	

10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs**b) Outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras**

Os Diretores destacam que, adicionalmente aos montantes destacados acima, a Companhia e suas controladas possuem os seguintes itens não evidenciados em suas demonstrações financeiras:

	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2018
Prêmio de risco - GSF	26,3	22,1	21,0
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e debêntures	2.366,3	2.380,3	1.659,5

10. Comentários dos diretores / 10.7 - Coment. s/itens não evidenciados**10.7. Comentários sobre itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.6:****a) Como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor**

Os Diretores destacam que os montantes apresentados no item 10.6 são compromissos futuros assumidos junto à fornecedores, prestadores de serviços, instituições financeiras e etc. e, quando houver a realização do serviço, recebimento dos produtos ou mercadorias, ou a competência dos juros, os montantes em questão serão registrados nas demonstrações financeiras do emissor afetando, principalmente, os custos e despesas operacionais e as despesas financeiras.

b) Natureza e o propósito da operação

Os Diretores destacam que os valores apresentados no item 10.6 refletem essencialmente os acordos e compromissos necessários para o decurso normal da atividade operacional da Companhia e suas controladas, inclusive aqueles compromissos contratuais que ultrapassam a data final da concessão.

c) Natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação

Os montantes envolvidos e as naturezas das operações encontram-se destacados no item 10.6.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

10.8. Comentários sobre os principais elementos do plano de negócios da Companhia:

(em milhões de reais, exceto quando indicado)

a) Investimentos, incluindo:

(i) Descrição quantitativa e qualitativa dos investimentos em andamento e dos investimentos previstos

Os Diretores afirmam que os investimentos da Companhia totalizaram R\$1.894,5 em 2020 nos empreendimentos onde a Companhia detém controle integral (desconsiderando as participações das UHEs Santo Antônio do Jari, Cachoeira Caldeirão e São Manoel), sendo que a Distribuição representou 39,69%, a Geração 3,9%, a Transmissão 53,88% e os demais negócios 3,34%.

Em 2019, os investimentos da Companhia totalizaram R\$2.818,2 na mesma base de comparação acima, sendo a Distribuição correspondente a 23,0%, a Geração em 2,8%, a Transmissão em 71,2% e os demais negócios 3,0%.

Em 2018, os investimentos da Companhia totalizaram R\$1.132,2, na mesma base de comparação já mencionada, sendo a Distribuição representante de 57,8%, a Geração de 11,0%, a Transmissão de 27,9% e os demais negócios de 3,3%.

Em relação a valores previstos, os Diretores mantem a prática de não divulgar previsão ou projeções futuras de quaisquer naturezas, incluídas as projeções de investimentos.

(ii) Fontes de financiamento dos investimentos

Os nossos Diretores afirmam que as principais fontes de financiamento dos nossos investimentos foram e deverão continuar sendo a nossa capacidade de geração de caixa bem como a obtenção de empréstimos e financiamentos junto a instituições financeiras e emissões públicas e restritas de valores mobiliários.

Dentre as fontes de financiamento dos nossos investimentos, nossos Diretores destacam que o BNDES é o principal parceiro financeiro de longo prazo dado que possuem características aderentes aos padrões da Companhia, mas possuímos relacionamentos com outros parceiros financeiros que podem complementar essa atuação do BNDES.

(iii) Desinvestimentos relevantes em andamento e desinvestimentos previstos

O investimento na controlada Energest foram apresentados nos grupos de não circulante mantidos para venda, a partir de junho de 2019. Em 2020, mediante o cenário econômico decorrente da COVID-19, a Administração da Companhia declinou sobre a intenção da alienação da participação no investimento Energest S.A., a qual volta a integrar o grupo de investimento do Grupo EDP - Energias do Brasil S/A.

Os nossos Diretores informam que durante o exercício de 2019 a Companhia reclassificou seu investimento na Energest S.A., cuja participação societária é de 100%, para a rubrica de Ativos não circulantes mantidos para venda.

Em setembro de 2018 houve a conclusão da venda da participação societária de 51% na Costa Rica. Em dezembro de 2018 houve a conclusão da venda das empresas EDP PCH e Santa Fé, geradoras controladas 100% pela Companhia.

Para mais informações sobre as operações já concluídas, vide item 10.3 deste Formulário de Referência.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

b) Desde que já divulgada, indicar a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente a capacidade produtiva da Companhia

Para os Diretores, a métrica não se aplica, pois não divulgamos a aquisição de plantas, equipamentos, patentes ou outros ativos que devam influenciar materialmente nossa capacidade produtiva.

c) Novos produtos e serviços

Para os Diretores, a métrica não é aplicável em razão de não haver novos produtos e serviços em andamento.

10. Comentários dos diretores / 10.9 - Outros fatores com influência relevante**10.9. Comentários sobre outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção:**

Segundo os Diretores da Companhia, não existem outros fatores que influenciaram de maneira relevante o desempenho operacional da Companhia e que não tenham sido identificados ou comentados nos demais itens desta seção "10".