

Índice

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	1
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	4
5.3 - Descrição - Controles Internos	6
5.4 - Programa de Integridade	8
5.5 - Alterações significativas	11
5.6 - Outras inf. relev. - Gerenciamento de riscos e controles internos	12

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	13
10.2 - Resultado operacional e financeiro	46
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	52
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	58
10.5 - Políticas contábeis críticas	68
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	75
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	77
10.8 - Plano de Negócios	78
10.9 - Outros fatores com influência relevante	80

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 adota Norma de Gestão de Riscos desde 2006, sendo a mesma aprovada formalmente em Reunião do Conselho da Administração da Companhia realizada em 27 de julho de 2011. Dadas as melhores práticas de mercado, (tais como COSO ERM – Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission e ISO 31.000), mantém-se esta política atualizada (pelo menos com frequência anual desde 2011). A gestão integrada de riscos atua como facilitadora no processo de gestão integrada de riscos, auxiliando na identificação, classificação, avaliação e gerenciamento dos riscos e tem como objetivo assegurar que os diversos riscos 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.

Deve prover, de forma integrada, o monitoramento da gestão de riscos desenvolvida nas áreas corporativas e unidades de negócio, garantindo aderência dos processos e controles internos às normas nacionais e internacionais, e agregando valor aos negócios por meio da consolidação de políticas e estratégias alinhadas com o planejamento de nossos negócios.

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. Quando os riscos ultrapassam os limites definidos pela nossa política, preparamos um relatório de impactos e ações mitigadoras para avaliação da diretoria. Esse processo é realizado com o apoio de *softwares* e modelos estatísticos desenvolvidos internamente. O modelo inclui a identificação, parametrização, avaliação e controle do risco, com o objetivo de antecipar potenciais impactos sobre as áreas de distribuição, geração e comercialização, de forma a prepará-las para assegurar o fornecimento de energia, ampliar a receita e minimizar eventuais prejuízos.

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, as empresas do grupo EDP – Energias do Brasil, cumprem plenamente todas as exigências estabelecidas por lei. 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 para todas as suas usinas hídricas do grupo.

Todos os processos internos para gerenciamento de segurança de barragem encontram-se atualizados, ativos e aplicados para todas as Usinas em operação.

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 a prática de Gestão de Risco Corporativo faz a supervisão dos riscos corporativos, sendo que os riscos de negócio são monitorados pelos respectivos gestores.

A partir de 2010, quando todos os riscos corporativos foram revisitados e atualizados trazendo uma visão consolidada e comparativa de cada risco (mapa de risco), adotou-se a prática de anualmente realizar as análises/revisões nos 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 2019, foi criada uma Diretoria específica para cuidar dos riscos da Companhia: Diretoria de Gestão de Risco e Segurança, que continuou com reporte a Presidência do Grupo EDP – Energias do Brasil.

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.

Adicionalmente possuímos, uma Diretoria de Compliance e Controles internos que tem como um dos seus objetivos apoiar a implementação do sistema de controle interno sobre os processos empresariais, realizando trabalhos para:

- promover e monitorar a implementação e a manutenção do sistema de controle interno, supervisionando a sua consistência e coerência interna e as atividades de controle realizadas nos diferentes níveis de responsabilidade da organização;
- assessorar e apoiar os responsáveis do controle interno, nos diferentes níveis da organização, relativamente às metodologias utilizadas;
- coordenar a realização de testes que suportem a avaliação do sistema de controle interno.
- acompanhar a implementação de ações de melhoria; e
- reportar a situação do sistema de controle interno e o resultado dos testes efetuados ao desenho e à eficácia dos controles.

Nossa área de Auditoria Interna está subordinada à Diretoria de Auditoria Interna que está subordinada hierarquicamente à Presidência do Grupo EDP – Energias do Brasil, e funcionalmente ao Comitê de Auditoria do Grupo EDP – Energias do Brasil, ao qual comunica periodicamente o exercício de suas atividades de auditoria interna. Não tem qualquer vínculo hierárquico ou funcional com as unidades auditadas, mantendo, por isso, um relacionamento de total independência organizacional. A estrutura e dimensão da área são adequadas, para alcançar os objetivos propostos e o conhecimento técnico bem como o nível de experiência dos auditores internos é suficiente para o correto e apropriado desempenho das suas funções.

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

Ressaltamos também que, além dos trabalhos de auditoria interna realizados para o ano de 2019, os serviços de auditoria prestados pelo auditor independente contemplaram o trabalho de assecuração razoável sobre a efetividade do Sistema de Controles Internos do Relatório Financeiro ("SCIRF"), na data-base de 31 de dezembro de 2019, 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, que houve uma falha na implementação do controle de gerenciamento de acesso em um dos servidores, como consequência desta falha, por ser considerado um controle de natureza perversa o que ocasionou, na opinião deles, uma opinião adversa no ambiente de controles. Assim que apresentada tal avaliação, a EDP implementou um plano de remediação com objetivo de mitigar os possíveis riscos identificados pelos auditores independentes da EDP Brasil.

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 contrapartidas. Nos termos dessa norma, a natureza e a posição geral dos riscos financeiros é regularmente monitorada e gerenciada, 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 em reunião realizada em 25 de julho de 2016 e alterada em 20 de fevereiro de 2018.

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, Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), perdas não técnicas e variação nos preços de energia. Sua mitigação inclui ações de combate a perdas, regularização de ligações clandestinas e a atuação das distribuidoras em regiões com atividades econômicas e características próprias.

(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. Em 31 de dezembro de 2019 a Companhia não possuía exposição em moeda estrangeira.

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.

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

- 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

A Companhia não possui instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial.

(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

O Grupo EDP – Energias do Brasil possui uma Matriz de Controles Internos atrelados às Demonstrações Financeiras com cerca de 498 controles distribuídos nas diversas áreas de negócio e empresas do Grupo. Tratam-se de controles de governança corporativa, controle 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. Nesse trabalho 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 os trabalhos de Auditoria Interna realizados, são testados os controles que forem pertinentes ao processo testado.

Anualmente é realizada uma Auto Certificação, onde todos os responsáveis pelo controle, de processo e de grupo, atestam terem conhecimento dos controles sob sua responsabilidade e ainda que os controles estão adequados e implementados.

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 2019, 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 em uma opinião adversa (conforme descrito no item c). Assim que apresentada tal avaliação, a EDP implementou um plano de remediação com objetivo de mitigar os possíveis impactos dos riscos identificados pelos auditores independentes da EDP Brasil.

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* composto de diversas ações para, não só, atender as legislações de combate a corrupção como também as melhores práticas globais sobre o tema. Este programa é composto por 6 pilares:

- Canal de Ética
- Normas e Procedimentos
- Comunicação e Treinamento
- Due Diligence
- Monitoramento
- Alta Administração

O programa foi criado em 2015, tendo por base uma análise de riscos abrangente que identificou os elementos de maior exposição a riscos de atos ilícitos e os pontos de melhorias, permitindo assim assegurar uma maior efetividade da implementação do programa. Para o atendimento das melhorias identificadas, foram implementados ou revisados uma série de normativos:

- Compliance
- Combate a atos ilícitos
- Brindes, presentes e hospitalidades
- Due Diligence
- Direitos Humanos
- Agentes Públicos
- Doações, Patrocínios e Apoios

No final de 2019, o programa da EDP - Energias do Brasil, foi certificado pela ISO 37.001 – Sistema de Gestão Antissuborno, tendo em vista todo o processo e controles que possui para lidar com situações de suborno.

(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 esta estrutura está sob supervisão da Diretoria de Auditoria Interna, Compliance e Controles internos, possuindo reporte para o Presidente Executivo da Companhia.

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

- (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, o Grupo EDP – Energias do Brasil possui um Código de Ética, aprovado pelo Conselho de Administração, aplicável a todos os colaboradores da Companhia e fornecedores que não possuam um código próprio. Foi atualizado em reunião do Conselho de Administração da Companhia em 7 de dezembro de 2018, abrangendo todas as controladas pertencentes ao Grupo, com base nas melhores práticas e nos compromissos da Companhia.

Estão previstos ciclos de treinamento que abrangem não só o programa de *compliance*, mas também os princípios do Código de Ética.

Os colaboradores que não cumprirem o estabelecido no Código de Ética estão sujeitos à ação disciplinar, 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 no Grupo 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**

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 Recursos Humanos.

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

- 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

(em milhares de reais, exceto quando indicado)

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:

- Elevação do nível de risco de sigilo a informação.
- Surgimento de novas ferramentas tecnológicas e regulações fiscais.
- Gerenciamento de terceiros.

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, com capital circulante líquido consolidado positivo de R\$1.591,4 em 31 de dezembro de 2019.

O capital circulante líquido consolidado em 2018 e em 2017, ficaram positivos em R\$2.449,9 e R\$927,9 respectivamente. Em 2017 ficou positivo devido ao aumento de cauções e depósitos vinculados ligados a transmissão e do aumento ativos/passivos setoriais.

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	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2019
Circulante	5.454,2	7.017,7	7.325,0
Não circulante	4.006,5	4.729,3	9.423,3
Total	9.460,6	11.747,1	16.748,3
 Passivo			
Circulante	4.526,3	4.567,8	5.733,5
Não circulante	7.044,1	8.529,7	11.423,9
Total	11.570,4	13.097,5	17.157,5
	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2019
Capital Circulante Líquido	927,9	2.449,9	1.591,4
Índice de Liquidez Geral	0,82	0,90	0,98
Índice de Liquidez Corrente	1,21	1,54	1,28

(*) 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:

	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2019
Alavancagem total sobre			
Alavancagem + Patrimônio Líquido*	43,5%	46,7%	47,8%
Alavancagem líquida sobre Patrimônio Líquido)			
(Dívida líquida sobre Patrimônio Líquido)	56,5%	61,7%	63,1%
Participação do Capital			
Capital próprio	40,5%	39,4%	35,0%
Capital de terceiros	59,5%	60,6%	65,0%
	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 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). Em 31 de dezembro de 2017, tínhamos 59,5% de capital de terceiros, que correspondem a R\$11.570,4, dos quais 39,1% de curto prazo e 60,9% de longo prazo, e 40,5% 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 2019 tivemos um aumento nessa relação, devido ao aumento da alavancagem total para investimento nos projetos de transmissão substancialmente.

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 2019, o montante de R\$2.914,2. Em 31 de dezembro de 2018, a capacidade de geração de caixa da Companhia alcançou o montante de R\$2.768,0 e em 31 de dezembro de 2017, a capacidade de geração de caixa da Companhia alcançou o montante de R\$2.186,6.

O nível das disponibilidades da Companhia também é sempre mantido em um patamar suficiente para honrar suas necessidades diárias, suas amortizações e investimentos, sendo que o saldo de disponibilidades da Companhia esteve em R\$2.773,9 em 31 de dezembro de 2019, R\$2.203,4 em 31 de dezembro de 2018 e R\$1.603,2 em 31 de dezembro de 2017.

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.

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 ajustado apresentados pela Companhia nos últimos 3 exercícios. Isto porque, em 31 de dezembro de 2019, esse indicador foi de 1,91 vezes, em 31 de dezembro de 2018 foi de 1,59 vezes e em 31 de dezembro de 2017 o indicador foi de 1,99 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\$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 milhões em 31 de dezembro de 2019, frente a R\$4.395,5 milhões, verificando-se uma redução de R\$1.161,6 milhões. 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.

A dívida bruta consolidada totalizou R\$6.057,7 em 31 de dezembro de 2017, em comparação a R\$5.571,1 em 31 de dezembro 2016, o que aponta um aumento de R\$486,6. A dívida líquida consolidada atingiu R\$4.454,5 em 31 de dezembro de 2017, frente a R\$3.553,3 em 31 de dezembro de 2016, verificando-se um aumento de R\$901,2. O aumento se deve principalmente à estratégia de maior alavancagem nas subsidiárias, para uma maior eficiência da estrutura de capital.

Podemos demonstrar nossa capacidade de pagamento em relação aos compromissos assumidos por meio das medições que as agências de *rating* realizam periodicamente. 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 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		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019
EDP - Energias do Brasil	Aa2.br	Aa2.br	Aa2.br	Ba2	Ba2	Ba2
EDP São Paulo	Aa2.br	Aa1.br	Aa1.br	Ba2	Ba2	Ba2
EDP Espírito Santo	Aa1.br	Aa1.br	Aa1.br	Ba2	Ba2	Ba2
Energest	Aa2.br	Aa2.br	-	Ba2	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		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019
EDP São Paulo	brAA-	brAAA	brAAA	-	-	-
EDP Espírito Santo	brAA-	brAAA	brAAA	BB-	BB-	BB-

Fitch	Nacional			Global		
	2017	2018	2019	2017	2018	2019
EDP Energias do Brasil	-	-	AAA(bra)	-	-	-

Em 06 de março de 2017, devido a melhora dos resultados apresentados pela EDP Espírito Santo, a Moody's elevou o rating da mesma para Aa1.br em escala local, mas manteve a perspectiva negativa devido ao impacto do soberano.

Em 17 de março de 2017, a Moody's elevou o rating local da EDP – Energias do Brasil para "Aa2.br", e o global para "Ba2", devido à melhora na sua operação e sólidas métricas de crédito. Na mesma data, a agência alterou a perspectiva do rating de "negativa" para "estável", tanto da EDP – Energias do Brasil, quanto de suas subsidiárias, Energest, EDP Espírito Santo, EDP São Paulo e Lajeado Energia, seguindo a mesma mudança realizada no rating soberano.

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 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.

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

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 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.

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, EDP Transmissão, EDP Transmissão Aliança, EDP Transmissão SP-MG, EDP Transmissão MA I e EDP Transmissão MA II), 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 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 Banco do Nordeste do Brasil S.A. - 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.

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

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		

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

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		

Linhas Contratadas 2017			
Instrumento	Aprovado	Vencimento	Custo
EDP São Paulo - 7ª Emissão de Debêntures	R\$ 150	abr/22	108,75% do CDI
EDP Espírito Santo - 5ª Emissão de Debêntures	R\$ 190	abr/22	108,75% do CDI
EDP São Paulo - 4ª Emissão de Notas Promissórias	R\$ 130	jul/19	107,50% do CDI
Enerpeixe - 2ª Emissão de Debêntures	R\$ 320	dez/22	116,00% do CDI
Lajeado - 1ª Série da 2ª Emissão de Debêntures	R\$ 100	dez/20	109,00% do CDI
Lajeado - 2ª Série da 2ª Emissão de Debêntures	R\$ 200	dez/22	113,70% do CDI
EDP PCH - 1ª Emissão de Debêntures	R\$ 150	dez/22	CDI + 1,30% a.a.
EDP SP - 8ª Emissão de Debêntures	R\$ 100	jan/21	107,50% do CDI
EDP ES - 6ª Emissão de Debêntures	R\$ 120	jan/21	107,50% do CDI
EDP Soluções em Energia - BNDES FINEM	R\$ 9	ago/22	TJLP + 4,30% a.a.
EDP São Paulo - BNDES FINEM	R\$ 123	jun/25	TJLP + 2,96% a.a. / IPCA + 3,23% a.a.
EDP Espírito Santo - BNDES FINEM	R\$ 86	jun/25	TJLP + 2,96% a.a. / IPCA + 3,23% a.a.
Total	R\$ 1.678		

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 S.A. - 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 milhões dos quais já foram desembolsados R\$ 21,6 milhões até 31 de dezembro de 2019.

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 Banco do Nordeste do Brasil S.A. - 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 2019 atingiu 4,1 anos enquanto que no mesmo período do ano anterior atingiu 3,7 anos. Os Diretores, neste sentido, entendem que tal variação se deve, principalmente: (i) às captações de longo prazo realizadas na EDP Transmissão SP-MG e nas distribuidoras, EDP São Paulo e EDP Espírito Santo e (ii) às diversas liquidações e captações realizadas pelas empresas do grupo.

O índice de alavancagem total sobre o patrimônio líquido ficou em 47,8% em 2019, frente a 46,7% no ano anterior. 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. Os Diretores entendem que o indicador se encontra administrado em um nível adequado.

Em 2018 o nível de alavancagem sobre o patrimônio líquido foi de 46,7%, superior aos 43,5% de 2017. O aumento é decorrente principalmente da estratégia de maior alavancagem nas empresas operacionais, para uma maior eficiência da estrutura de capital.

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

Alavancagem total (R\$ milhões)	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2019
Empréstimos e financiamentos de curto prazo	473,5	805,2	617,5
Debêntures de curto prazo	863,1	586,1	1.371,2
	1.336,6	1.391,2	1.988,7
Empréstimos e financiamentos de longo prazo	2.021,7	1.750,1	1.659,6
Debêntures de longo prazo	2.699,4	4.317,5	4.816,5
	4.721,1	6.067,6	6.476,2
Total da alavancagem	6.057,7	7.458,8	8.464,8
Patrimônio Líquido*	7.881,8	8.523,7	9.229,0
Alavancagem total sobre Alavancagem total + Patrimônio Líquido*	43,5%	46,7%	47,8%

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

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**(i) Contratos de empréstimos e financiamentos****CONSOLIDADO EDP - ENERGIAS DO BRASIL**

	Empresa	Vigência do contrato	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2017
Moeda estrangeira									
Banco Citibank - Cédula de Crédito Bancário	EDP São Paulo	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	67.639
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	147.689
							-	213.276	215.328
Moeda nacional									
Eletrobras LPT - ECFS 184/07	EDP São Paulo	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	2.518
BNDES - BB/CALC	EDP São Paulo	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 TJLP	Principal e juros mensal	(i) Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil e (ii) Depósito caucionado	-	2.443	7.279
BNDES - FINEM	EDP São Paulo	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.	143.503	184.177	221.622
(-) Custo de transação	EDP São Paulo	28/12/2014 a 16/12/2024					(421)	(616)	(826)
BNDES - FINEM / N° 17.2.0295.1	EDP São Paulo	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.	169.650	168.697	123.094
(-) Custo de transação	EDP São Paulo	05/09/2017 a 15/06/2025					(1.958)	(2.665)	(3.378)

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

	Empresa	Vigência do contrato	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2017
Moeda nacional									
Notas Promissórias (4ª Emissão)	EDP São Paulo	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	134.962
(-) Custo de transação	EDP São Paulo	19/07/2017 a 19/07/2019					-	(23)	(68)
Banco ABC - Cédula de Crédito Bancário	EDP São Paulo	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	07/11/2018 a 05/02/2019					-	(338)	
Notas Promissórias (5ª Emissão)	EDP São Paulo	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		307.771	-	-
(-) Custo de transação	EDP São Paulo	19/07/2019 a 17/07/2024					(457)	-	-
BNDES - FINEM / N° 17.2.0296.1	EDP Espírito Santo	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.	183.563	184.421	86.775
(-) Custo de transação	EDP Espírito Santo	05/09/2017 a 15/06/2025					(1.507)	(2.045)	(2.586)
BNDES - BB/CALC	EDP Espírito Santo	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	3.519
BNDES - FINEM	EDP Espírito Santo	28/12/2014 a 16/12/2024	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(iii) 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.	140.412	179.363	216.083
(-) Custo de transação	EDP Espírito Santo	28/12/2014 a 16/12/2024			Amortização mensal do custo de transação		(442)	(671)	(930)

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

	Empresa	Vigência do contrato	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2017
Moeda nacional									
Eletrobras LPT - ECFS 106/05	EDP Espírito Santo	30/05/2008 a 30/04/2018		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e juros mensal	(i) Notas Promissórias e (ii) Garantia em recebíveis	-	-	1.571
Eletrobras LPT - ECFS 181/07	EDP Espírito Santo	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	11.001
Eletrobras LPT - ECFS 258/09	EDP Espírito Santo	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	3.564	5.106	6.985
Banco Citibank - Cédula de Câmbio	EDP Espírito Santo	08/05/2014 a 14/05/2018	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5.	85% do CDI + 1,0625%	Principal anual a partir de maio/2014 e juro trimestral	Nota Promissória	-	-	67.361
BNDES - Banco do Brasil	Santa Fé	15/04/2010 a 15/02/2024	i. Índice de cobertura do serviço da dívida maior ou igual a 1,2. ii. Índice de cobertura de capital próprio maior ou igual a 30%. iii. Restrição de pagamento de dividendos.	TJLP + 1,90% a.a.	Principal e juros mensal	(i) Penhor de ações; (ii) Fiança Corporativa; (iii) Depósitos caucionados; e, (iv) Vinculação de receitas.	-	-	36.158
Ações recebíveis cumulativa (iii)	Investco				Dividendos anuais e pagamento do principal		59.057	59.681	60.013
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.	803.020	923.694	1.040.134
(-) Custo de Transação	Porto do Pecém	09/07/2009 a 15/06/2026	-				(2.460)	(3.268)	(4.190)
Banco Citibank - Cédula de Câmbio	EDP São Paulo	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	151.027
Banco Citibank - Cédula de Câmbio	EDP Espírito Santo	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	100.684
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	8.803

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

	Empresa	Vigência do contrato	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2017
Moeda nacional									
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	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 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	21.764	-	-
(-) Custo de transação	EDP Transmissão MA II						(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 22/07/2020		CDI + 0,44% a.a.	Principal e Juros em parcela única no final	a. Nota Promissória e b. Aval EDP - Energias do Brasil	153.823		-
							2.277.117	2.363.831	2.267.611

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

	Empresa	Vigência do contrato	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2017
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)	5.591
Banco Citibank	EDP São Paulo	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)	6.728
							-	(21.855)	12.319
Total							2.277.117	2.555.252	2.495.258

(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.

(vi) Liquidado antecipadamente em 12 de dezembro de 2018.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**(ii) Debêntures****CONSOLIDADO EDP - ENERGIAS DO BRASIL**

Agente Fiduciário	Empresa	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2017
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Espírito Santo	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	182.339
(-) Custos de emissão	EDP Espírito Santo		3ª emissão em 27/08/2014				Amortização mensal		(20)	(87)	(198)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Espírito Santo	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		192.352	192.870	193.254
(-) Custos de emissão	EDP Espírito Santo		5ª emissão em 07/04/2017				Amortização mensal		(414)	(742)	(1.061)
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Espírito Santo	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		303.989	-	-
(-) Custos de emissão	EDP Espírito Santo						Amortização mensal		(908)	-	-
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP São Paulo	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	109.475
(-) Custos de emissão	EDP São Paulo		5ª emissão em 30/04/2014				Amortização mensal		-	(41)	(302)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP São Paulo	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		152.477	152.266	152.569
(-) Custos de emissão	EDP São Paulo		7ª emissão em 07/04/2017				Amortização mensal		(335)	(600)	(858)
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP São Paulo	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		202.652	-	-
(-) Custos de emissão	EDP São Paulo						Amortização mensal		(728)	-	-

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

Agente Fiduciário	Empresa	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2017
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP PCH	150.000	1ª emissão em 26/12/2017	26/12/2017 a 26/12/2022	Readequação da estrutura de capital, com redução do capital social.	CDI + 1,30% a.a.	Principal semestral a partir de dezembro/2020 e juros semestral		-	-	150.095
(-) Custos de emissão	EDP PCH	(924)	1ª emissão em 26/12/2017	26/12/2017 a 26/12/2022			Amortização mensal		-	-	(556)
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP São Paulo	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		275.835	266.510	
(-) Custos de emissão		(3.948)	9ª emissão em 15/08/2018	15/08/2018 a 15/08/2025			Amortização mensal		(3.069)	(3.680)	
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		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		(2.284)	(2.739)	-
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 da EDP - Energias do Brasil; b. alienação fiduciária das ações.	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		(6.443)	(7.218)	-
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP - Energias do Brasil	664.253	1ª Série da 4ª emissão em 15/09/2015	15/09/2015 a 15/09/2018	Destinada ao resgate antecipado da 1ª emissão de Notas Promissórias da Companhia.	CDI + 1,74% a.a.	Amortizações anuais a partir de setembro de 2017 e juros semestral		-	-	341.156
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		147.619	214.695	206.345
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		59.168	57.357	55.127
(-) 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		(956)	(1.446)	(4.128)

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

Agente Fiduciário	Empresa	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2017
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 da EDP - Energias do Brasil e da Celesc proporcionais às suas participações acionárias; b. Depósitos caucionados.	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		(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 da EDP Energias do Brasil	-	151.091	302.218
(-) Custos de emissão	Lajeado Energia		1ª emissão em 25/11/2013				Amortização mensal		-	(188)	(581)
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	100.260
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		200.597	200.785	200.542
(-) Custos de emissão	Lajeado Energia								(518)	(824)	(1.089)
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		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		(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)	-	-
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	EDP Espírito Santo	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.		225.688	226.554	120.068
(-) Custos de emissão	EDP Espírito Santo	(1.438)	6ª emissão em 20/12/2017	20/12/2017 a 20/01/2021			Amortização mensal		(289)	(810)	(1.289)

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

Agente Fiduciário	Empresa	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2017
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	EDP São Paulo	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.		205.171	205.958	100.057
(-) Custos de emissão	EDP São Paulo	(1.317)	8ª emissão em 20/12/2017	20/12/2017 a 20/01/2022			Amortização mensal		(263)	(742)	(1.183)
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Energest	36.000	1ª Série da 2ª emissão em 20/04/2016	20/04/2016 a 20/04/2018	Reforço de capital de giro e refinanciamento do endividamento da emissora.	CDI + 2,25% a.a.	Principal em parcela única no vencimento e juros semestrais		-	-	22.581
(-) Custos de emissão	Energest	(427)	1ª Série da 2ª emissão em 20/04/2016	20/04/2016 a 20/04/2018			Amortização mensal		-	-	(69)
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	69.028
(-) Custos de emissão	Energest	(640)	2ª Série da 2ª emissão em 20/04/2016	20/04/2016 a 20/04/2020			Amortização mensal		-	(104)	(277)
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		291.190	281.950	270.899
(-) Custos de emissão	EDP - Energias do Brasil	(7.097)	5ª emissão em 22/03/2016	22/03/2016 a 15/04/2022			Amortização mensal		(2.484)	(3.678)	(4.926)
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 Direitos Creditórios de Contratos de Energia	88.029	176.287	352.848
(-) Custos de emissão	Enerpeixe		1ª emissão em 22/11/2016	22/11/2016 a 22/05/2020			Amortização mensal		-	(540)	(1.667)
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 Direitos Creditórios de Contratos de Energia	320.380	320.549	322.321
(-) Custos de emissão	Enerpeixe	(2.048)	2ª emissão em 20/11/2017	20/11/2017 a 20/12/2022			Amortização mensal		(913)	(1.420)	(1.935)

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

Agente Fiduciário	Empresa	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2017
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		256.222	255.212	-
(-) Custos de emissão	Enerpeixe	(510)	3ª emissão em 23/11/2018	23/11/2018 a 23/11/2023			Amortização mensal		(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 da EDP - Energias do Brasil	333.061	333.719	334.007
(-) Custos de emissão	Porto do Pecém		1ª emissão em 14/11/2016	14/11/2016 a 14/11/2021			Amortização mensal		(1.086)	(1.876)	(2.649)
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 da EDP - Energias do Brasil	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 da EDP - Energias do Brasil	816.081	-	-
(-) Custos de emissão	EDP Transmissão SP-MG	(56.278)		15/07/2019 a 15/07/2039			Amortização mensal		(54.546)	-	-
Total									6.363.041	5.077.405	3.734.821

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 e 2017. Em 31 de dezembro de 2019 nenhuma Companhia do Grupo EDP – Energias do Brasil 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 2019, 2018 e 2017.
- Dívida Líquida em relação ao EBITDA menor ou igual a 2,5 vezes para a Energest, totalmente atendido em 2018 e 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 2019, 2018 e 2017.

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

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, com a autorização dos bancos, aumento nesse percentual até o nível em que o ICSD seja atendido.

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.

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

g) Limites dos financiamentos contratados e percentuais já utilizados

Os Diretores informam que, do total de crédito contratado de R\$376,6 milhões, já foram recebidos pelas controladas de transmissão o montante de R\$21,6, equivalentes à 5,7%.

Para mais informações sobre as linhas de crédito, vide item 10.6 "i.v." deste Formulário de Referência. 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 2019, 2018 e 2017, 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 %	31/12/2017	AV	31/12/2018	AV	31/12/2019	AV	Variação 2019-2018 (%)	Variação 2018-2017 (%)
Receita Operacional Líquida¹	11.735,1	100,0%	12.846,9	100,0%	12.556,8	100,0%	-2,3%	9,5%
Receita de Construção	602,2	5,1%	970,6	7,6%	2.589,8	20,6%	166,8%	61,2%
Margem Construção Transmissoras	(0,1)	0,0%	16,7	0,1%	81,7	0,7%	387,9%	n.a
Gastos Não Gerenciáveis	(8.236,2)	-70,2%	(9.042,1)	-70,4%	(8.479,5)	-67,5%	-6,2%	9,8%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(6.779,1)	-57,8%	(7.392,8)	-57,5%	(6.926,4)	-55,2%	-6,3%	9,1%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(680,0)	-5,8%	(967,6)	-7,5%	(957,3)	-7,6%	-1,1%	42,3%
Outros	(777,0)	-6,6%	(681,7)	-5,3%	(595,7)	-4,7%	-12,6%	-12,3%
Margem Bruta	3.498,8	29,8%	3.821,5	29,7%	4.159,0	33,1%	8,8%	9,2%
Gastos Gerenciáveis	(1.312,2)	-11,2%	(1.053,5)	-8,2%	(1.244,8)	-9,9%	18,2%	-19,7%
PMSO	(1.239,4)	-10,6%	(1.333,9)	-10,4%	(1.151,4)	-9,2%	-13,7%	7,6%
Pessoal	(467,7)	-4,0%	(489,1)	-3,8%	(376,9)	-3,0%	-22,9%	4,6%
Material	(53,1)	-0,5%	(76,3)	-0,6%	(63,7)	-0,5%	-16,5%	43,6%
Serviços de Terceiros	(491,6)	-4,2%	(491,8)	-3,8%	(472,4)	-3,8%	-4,0%	0,1%
Provisões	(112,2)	-1,0%	(132,4)	-1,0%	(157,2)	-1,3%	18,8%	18,0%
Outros	(114,9)	-1,0%	(144,3)	-1,1%	(81,2)	-0,6%	-43,7%	25,7%
Ganhos/Perdas na Desativação/Alienação de Bens	(72,8)	-0,6%	(94,2)	-0,7%	(93,4)	-0,7%	-0,8%	29,5%
Ganhos Alienação de Investimento	-	0,0%	374,7	2,9%	-	0,0%	-100,0%	0,0%
EBITDA	2.186,6	18,6%	2.768,0	21,5%	2.914,2	23,2%	5,3%	26,6%
Depreciação e Amortização	(578,3)	-4,9%	(607,7)	-4,7%	(621,8)	-5,0%	2,3%	5,1%
Resultado das Participações Societárias	(16,3)	-0,1%	3,0	0,0%	68,1	0,5%	2191,5%	-118,2%
Resultado Financeiro Líquido	(547,8)	-4,7%	(366,3)	-2,9%	(433,2)	-3,4%	18,3%	-33,1%
IR e Contribuição Social	(355,8)	-3,0%	(382,2)	-3,0%	(444,8)	-3,5%	16,4%	7,4%
Lucro Líquido antes dos Minoritários	688,3	5,9%	1.414,8	11,0%	1.482,5	11,8%	4,8%	105,5%
Participação dos Minoritários	(76,5)	-0,7%	(141,9)	-1,1%	(144,6)	-1,2%	1,9%	85,6%
Lucro Líquido do Exercício	611,9	5,2%	1.272,8	9,9%	1.337,9	10,7%	5,1%	108,0%

¹ Não considera receita de construção.

Resultados em 2019 e 2018

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

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

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 milhões, que representa uma variação de R\$337,58 milhões (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 cresceria 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;
- 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 milhões, decorrente do andamento das obras no período e da entrada em operação do Lote 24.

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

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 milhões, 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 milhões), reflexo do ajuste do laudo atuarial, conforme já mencionado. Excluindo este efeito, o aumento seria de 5,1% (+R\$ 25,0 milhões), 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 milhões), 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 milhões), 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 milhões), refletindo o aumento de Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD de R\$ 27,9 milhões, 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 milhões), 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 aluguéis.

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:

- 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

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

- (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 milhões 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 milhões, valor menor em relação ao ano anterior, devido à menor otimização do benefício fiscal no período nesta rubrica.

Resultados em 2018 e 2017

Margem Bruta

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

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)

Itens em R\$ Milhões ou %	2017							
	Geração Hídrica	Geração Térmica	Distribuição	Comercialização	Transmissão	Holding	Outros ²	Eliminações
Receita Operacional Líquida¹	1.339,5	1.680,2	6.349,7	3.552,8	0,9	5,7	63,1	(1.256,9)
Receita de Construção	-	-	568,5	-	33,7	-	-	-
Margem Construção Transmissoras	-	-	-	-	(0,1)	-	-	-
Gastos Não Gerenciáveis	(395,4)	(1.079,3)	(4.627,3)	(3.384,3)	-	-	(6,6)	1.256,8
Energia Elétrica Comprada para Rever	(308,2)	(245,7)	(4.091,9)	(3.368,7)	-	-	-	1.235,3
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(84,7)	(69,5)	(533,2)	(14,1)	-	-	-	21,5
Outros	(2,5)	(764,2)	(2,2)	(1,4)	-	-	(6,6)	-
Margem Bruta	944,1	600,9	1.722,4	168,5	0,8	5,7	56,5	(0,0)

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

A Companhia fechou 2018 com Margem Bruta de R\$ 3.821,5 milhões, que representa uma variação de R\$3.227,0 milhões (9,2%) superior ao mesmo período do ano anterior. As principais explicações dessa variação, por tipo de negócio, são:

- Geração Hídrica: aumento de 1,5%, aumento de 1,0% da capacidade instalada de 2.859 MW, em relação ao final de 2017, decorrente da entrada em operação da controlada em conjunto São Manoel, apesar da revisão das capacidades instaladas das UHEs Santo Antonio do Jari e Suíça, além da venda das controladas Costa Rica, EDP PCH e Santa Fé;
- Geração Térmica: aumento de 20,7% em função da manutenção programada das unidades geradoras ocorridas durante o segundo semestre do ano, a disponibilidade da controlada Porto do Pecém no ano foi de 80,3%. Foi a primeira vez que a usina passou por uma major que durou 50 dias na UG01 e 67 dias na UG02. Apesar da redução da disponibilidade da Usina em comparação a 2017, não há impacto no ADOMP.
- Distribuição: aumento de 6,4% devido, principalmente ao crescimento de mercado de 2,6% e 3,8%, nas controladas EDP São Paulo e EDP Espírito Santo, respectivamente;

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

- **Comercialização:** aumento de 12,7% em consequência do aumento no volume comercializado e assertividade na captura das oportunidades apresentadas ao longo do ano tais como: (i) a volatilidade dos preços de mercado (variaram entre R\$ 79,0/MWh e R\$ 505,2/MWh), associada à alta liquidez, que beneficiaram operações de tomada de posição long e short; (ii) do maior volume de energia disponível no mercado, proveniente das descontrações de energia das distribuidoras ocorridas em 2017 através dos Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD - ou acordos bilaterais, refletidos ao longo de 2018; (iii) do aumento no volume de energia vendida para os novos consumidores livres (resultantes das migrações); (iv) da estratégia de sazonalização de energia da comercialização, utilizado para ajustar a curva de volume energético do ano; (v) dos contratos de flexibilidades de consumo, que demonstraram ganhos face aos preços de mercado; (vi) da gestão do portfólio das Geradoras com operações de Hedge; e (vii) do posicionamento estratégico em diferentes submercados devido ao descolamento de preço.

Gastos Gerenciáveis

O ano de 2018 foi muito importante em termos de gerenciamento e controle de custos com a implementação do "OBZ 3.0", tendo como foco na otimização dos custos no Centro de Serviços Partilhados (CSP) e demais áreas de suporte ao negócio, trazendo uma economia de R\$ 266,1 milhões desde a implementação do OBZ (2015). Desde 2017 a área de Analytics atua através da engenharia de dados e do trabalho com algoritmos em ambiente (arquitetura) de dados, no auxílio às divisões estratégicas, na otimização dos processos e no controle de custos, bem como combate às perdas. A Companhia também está trabalhando constantemente em iniciativas de automação e robotização e processos administrativos através do CSP, com a finalidade de aumentar a eficiência operacional e financeira. Atualmente, conta com 130 processos robotizados.

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

- **Pessoal:** aumento de 4,6% (+R\$ 21,5 milhões), advindo: (i) Efeito de rescisões e do PIA nas Distribuidoras (+R\$ 12,3 milhões); e (ii) Do incremento dos custos de pessoal, reflexo da aplicação dos termos do acordo coletivo em novembro de 2017 (+R\$ 12,4 milhões);
- **Material:** aumento de 43,6% (+R\$ 23,2 milhões), advindo: (i) Da maior alocação de recursos para projetos da EDP Solar (+R\$ 22,6 milhões); e
- **Provisões:** aumento de 18,0% (+R\$ 20,2 milhões), advindo: (i) Da reversão da contingência regulatória em 2017, referente à MUST de confiabilidade na EDP São Paulo (impacto de R\$ 7,2 milhões); composição da contingência fiscal e tributária (+R\$ 6,2 milhões), e incremento de contingência cível principalmente nas Distribuidoras (+R\$ 5,7 milhões).

Ganhos na alienação de investimentos

Em 21 de dezembro de 2018, a Companhia concluiu a venda de 100% das ações da EDP PCH e Santa Fé para a Statkraft Energias Renováveis S.A, gerando no exercício de 2018 um ganho de R\$340,6. Em 6 de setembro de 2018, a Companhia conclui a venda da totalidade de sua participação na Costa Rica para a CEI – Companhia Energética Integrada Ltda., gerando no exercício de 2018 um ganho de R\$34,1.

Resultado das participações societárias

O resultado das participações societárias aumentou em R\$19,3 com relação ao exercício anterior, resultante da consolidação da participação da Companhia na CELESC (23,56%).

Resultado financeiro

O resultado financeiro apresentou queda de 33,1% segue as principais explicações:

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

Receita Financeira: aumentou 45,4%, atingindo R\$375,5, reflexo dos impactos abaixo:

- Aumento de R\$ 27,1 milhões na linha de juros e variações monetárias devido a: (i) aumento de R\$ 71,6 milhões na linha de energia vendida advinda de juros e multa sobre atrasos de clientes; (ii) aumento de R\$ 16,4 milhões na linha de depósitos judiciais em função da correção monetária realizada no 4T17; e (iii) redução de R\$ 63,0 milhões na linha de renda de aplicações financeiras e cauções devido à redução do CDI entre os períodos comparados;
- Aumento de R\$ 78,9 milhões na linha de ganho com aquisição de investimento, advindo da compra vantajosa de participação na Celesc.

Despesa Financeira: reduziu 8,8%, atingindo R\$752,0, reflexo:

- Da redução de R\$ 81,1 milhões em encargos da dívida advindo da redução de juros e do custo de financiamento; e
- Aumento da despesa de juros e variações monetárias em R\$ 19,0 milhões, advindo de: (i) aumento na linha de Uso do Bem Público devido à atualização pelo IGPM em Enerpeixe; e (ii) redução de R\$ 25,0 milhões na despesa de GSF também na Enerpeixe.

BALANÇO PATRIMONIAL

Itens em R\$ Milhões ou %	31/12/2017	AV	31/12/2018	AV	31/12/2019	AV	Variação 2019-2018 (%)	Variação 2018-2017 (%)
ATIVO								
Circulante								
Caixa e equivalentes de caixa	1.603,2	7,8%	2.203,4	9,7%	2.638,6	9,6%	19,8%	37,4%
Títulos e valores mobiliários	112,5	0,5%	174,5	0,8%	135,3	0,5%	-22,5%	55,1%
Contas a receber	2.406,4	11,7%	2.486,1	10,9%	2.625,9	9,6%	5,6%	3,3%
Impostos e contribuições sociais	496,8	2,4%	350,5	1,5%	123,3	0,4%	-64,8%	-29,4%
Outros tributos compensáveis	373,0	1,8%	282,3	1,2%	670,4	2,4%	137,4%	-24,3%
Dividendos a receber	2,2	0,0%	5,7	0,0%	22,5	0,1%	293,9%	157,2%
Estoques	144,8	0,7%	267,0	1,2%	168,7	0,6%	-36,8%	84,3%
Cauções e depósitos vinculados	4.298	0,0%	687,2	3,0%	130,9	0,5%	-81,0%	15889,6%
Ativos financeiros setoriais	108,8	0,5%	366,1	1,6%	228,0	0,8%	-37,7%	236,6%
Ativos da Concessão	0,0	0,0%	0,0	0,0%	17,4	0,1%	0,0%	0,0%
Outros créditos	170,4	0,8%	194,8	0,9%	222,2	0,8%	14,0%	14,3%
Ativos não circulantes mantidos para venda	31,8	0,2%	0,0	0,0%	341,8	1,2%	0,0%	-100,0%
Total do Ativo Circulante	5.454,2	26,5%	7.017,7	30,8%	7.325,0	26,6%	4,4%	28,7%
Não Circulante								
Ativo financeiro indenizável	1.913,9	9,3%	2.308,9	10,1%	3.000,6	10,9%	30,0%	20,6%
Contas a receber	119,6	0,6%	92,2	0,4%	100,5	0,4%	9,0%	-22,9%
Títulos e valores mobiliários	0,0	0,0%	0,0	0,0%	1,8	0,0%	0,0%	0,0%
Imposto de renda e Contribuição social a compensar	0,0	0,0%	0,0	0,0%	93,8	0,3%	0,0%	0,0%
Outros tributos compensáveis	241,5	1,2%	238,8	1,0%	1.663,0	6,0%	596,5%	-1,1%
Tributos diferidos	806,7	3,9%	741,1	3,3%	741,7	2,7%	0,1%	-8,1%
Empréstimos a receber	21,1	0,1%	22,8	0,1%	26,2	0,1%	14,8%	8,3%
Adiantamento para futuro aumento de capital	35,5	0,2%	36,0	0,2%	0,0	0,0%	-100,0%	1,4%
Cauções e depósitos vinculados	208,7	1,0%	282,5	1,2%	402,4	1,5%	42,5%	35,3%
Ativos da concessão	385,7	1,9%	818,7	3,6%	3.200,2	11,6%	290,9%	112,3%
Ativos financeiros setoriais	198,6	1,0%	122,4	0,5%	131,4	0,5%	7,3%	-38,4%
Outros créditos	75,1	0,4%	66,0	0,3%	61,7	0,2%	-6,4%	-12,2%
	<u>4.006,5</u>	<u>19,4%</u>	<u>4.729,3</u>	<u>20,8%</u>	<u>9.423,3</u>	<u>34,3%</u>	<u>99,3%</u>	<u>18,0%</u>
Investimentos	1.514,8	7,4%	2.024,6	8,9%	2.097,7	7,6%	3,6%	33,7%
Propriedades para investimentos	12,4	0,1%	12,2	0,1%	11,6	0,0%	-5,0%	-1,6%
Imobilizado	7.225,4	35,1%	6.662,0	29,3%	6.306,1	22,9%	-5,3%	-7,8%
Intangível	2.394,8	11,6%	2.326,3	10,2%	2.325,5	8,5%	0,0%	-2,9%
	<u>11.147,3</u>	<u>54,1%</u>	<u>11.025,0</u>	<u>48,4%</u>	<u>10.740,8</u>	<u>39,1%</u>	<u>-2,6%</u>	<u>-1,1%</u>
Total do Ativo Não Circulante	15.153,8	73,5%	15.754,3	69,2%	20.164,1	73,4%	28,0%	4,0%
TOTAL DO ATIVO	20.608,0	100,0%	22.772,1	100,0%	27.489,1	100,0%	20,7%	10,5%

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

Balancos Patrimoniais	31/12/2017	AV	31/12/2018	AV	31/12/2019	AV	Variação 2019-2018 (%)	Variação 2018-2017 (%)
PASSIVO								
Circulante								
Fornecedores	1.754,4	8,5%	1.611,0	7,1%	2.104,9	7,7%	30,7%	-8,2%
Imposto de renda e Contribuição social a recolher	109,5	0,5%	59,0	0,3%	43,8	0,2%	-25,8%	-46,1%
Outros tributos a recolher	462,5	2,2%	509,4	2,2%	494,0	1,8%	-3,0%	10,1%
Tributos diferidos	0,5	0,0%	1,2	0,0%	1,5	0,0%	23,6%	129,5%
Dividendos	231,9	1,1%	430,0	1,9%	399,6	1,5%	-7,1%	85,4%
Debêntures	863,1	4,2%	586,1	2,6%	1.371,2	5,0%	134,0%	-32,1%
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	473,5	2,3%	805,2	3,5%	617,5	2,2%	-23,3%	70,0%
Benefícios pós-emprego	45,6	0,2%	49,4	0,2%	46,6	0,2%	-5,7%	8,5%
Obrigações Sociais e Trabalhistas	87,6	0,4%	83,0	0,4%	101,2	0,4%	21,9%	-5,2%
Encargos Setoriais	211,1	1,0%	154,3	0,7%	98,2	0,4%	-36,4%	-26,9%
Uso do bem público	29,2	0,1%	28,4	0,1%	29,3	0,1%	3,2%	-2,8%
Ressarcimento por indisponibilidade	70,8	0,3%	64,5	0,3%	62,6	0,2%	-3,0%	-8,8%
Provisões	29,9	0,1%	29,9	0,1%	81,5	0,3%	172,7%	-0,1%
Passivos financeiros setoriais	52,3	0,3%	1,1	0,0%	-	0,0%	-100,0%	-97,9%
Outras contas a pagar	91,4	0,4%	155,3	0,7%	205,3	0,7%	32,2%	69,9%
Passivos não circulantes mantidos para venda	13,0	0,1%	-	0,0%	76,4	0,3%	0,0%	-100,0%
Total do Passivo Circulante	4.526,3	22,0%	4.567,8	20,1%	5.733,5	20,9%	25,5%	0,9%
Não Circulante								
Outros tributos a recolher	356,9	1,7%	389,3	1,7%	355,6	1,3%	-8,7%	9,1%
Tributos diferidos	370,4	1,8%	436,2	1,9%	730,8	2,7%	67,5%	17,8%
Debêntures	2.699,4	13,1%	4.317,5	19,0%	4.816,5	17,5%	11,6%	59,9%
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	2.021,7	9,8%	1.750,1	7,7%	1.659,6	6,0%	-5,2%	-13,4%
Benefícios pós-emprego	768,8	3,7%	723,8	3,2%	868,7	3,2%	20,0%	-5,9%
Encargos Setoriais	11,0	0,1%	14,6	0,1%	8,8	0,0%	-39,8%	33,1%
Adiantamento para futuro aumento de capital	0,9	0,0%	1,4	0,0%	10,0	0,0%	640,7%	58,8%
Uso do bem público	275,4	1,3%	285,7	1,3%	294,8	1,1%	3,2%	3,8%
Ressarcimento por indisponibilidade	20,2	0,1%	-	0,0%	-	0,0%	0,0%	-100,0%
Provisões	333,4	1,6%	387,1	1,7%	482,4	1,8%	24,6%	16,1%
Provisão para passivo a descoberto	4,5	0,0%	7,9	0,0%	11,0	0,0%	40,6%	73,8%
Passivos financeiros setoriais	153,7	0,7%	171,9	0,8%	2.099,0	7,6%	1121,2%	11,8%
Outras contas a pagar	27,8	0,1%	44,3	0,2%	86,7	0,3%	95,9%	59,1%
Total do Passivo Não Circulante	7.044,1	34,2%	8.529,7	37,5%	11.423,9	41,6%	33,9%	21,1%
Patrimônio Líquido								
Capital social	4.682,7	22,7%	4.682,7	20,6%	4.682,7	17,0%	0,0%	0,0%
Reservas de capital	135,8	0,7%	136,7	0,6%	139,6	0,5%	2,1%	0,7%
Reservas de lucros	3.521,5	17,1%	4.111,0	18,1%	5.059,6	18,4%	23,1%	16,7%
Outros resultados abrangentes	(452,8)	-2,2%	(402,0)	-1,8%	(620,7)	-2,3%	54,4%	-11,2%
Ações em tesouraria	(5,4)	0,0%	(4,7)	0,0%	(32,2)	-0,1%	578,7%	-12,1%
Total do Patrimônio Líquido	7.881,8	38,2%	8.523,7	37,4%	9.229,0	33,6%	8,3%	8,1%
Participações não controladores	1.155,8	5,6%	1.150,9	5,1%	1.102,6	4,0%	-4,2%	-0,4%
Total do patrimônio líquido e participações dos acionistas não controladores	9.037,6	43,9%	9.674,6	42,5%	10.331,6	37,6%	6,8%	7,0%
TOTAL DO PASSIVO	20.608,0	100,0%	22.772,1	100,0%	27.489,1	100,0%	20,7%	10,5%

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.

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

Contas a receber: a variação positiva de 5,6% ocorreu, principalmente, por: (i) suprimimento 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.

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.

Estoques: 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 descontratação 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.

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

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.

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.

Comparação das principais contas patrimoniais em 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2017

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

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

Ativo

Ativo Circulante

Caixa e equivalentes de caixa: o saldo 37,4% superior é devido, principalmente, à entrada de caixa pela emissão de debêntures de infraestrutura da controlada EDP Transmissão Aliança.

Títulos e valores mobiliários: aumento de 55,1% decorrente do fato de que, em 31 de dezembro de 2017, o saldo de R\$112,5 referia-se a debêntures emitidas pela controlada em conjunto São Manoel, liquidadas antecipadamente em setembro de 2018 e, o saldo de R\$174,5 em 31 de dezembro de 2018 refere-se a aplicação financeira em fundo de investimento da controlada Porto do Pecém.

Contas a receber: a variação positiva de 3,3% ocorreu, principalmente, por: (i) aumento das tarifas de energia em decorrência dos reajustes tarifários anuais ocorridos: (a) na EDP São Paulo em outubro de 2017 e outubro de 2018, que elevaram as tarifas de energia, na média, em 24,37% e 16,12%, respectivamente; (b) na EDP Espírito Santo em agosto de 2017 e agosto de 2018, que elevaram as tarifas de energia, na média, em 9,34% e 15,87%, respectivamente; (ii) da redução da venda de energia, principalmente da controlada Porto do Pecém, decorrente do fato da mesma não ter sido despachada pelo ONS frente ao cenário hidrológico favorável, entre os meses de novembro e dezembro de 2018, não havendo, portanto, recebíveis da parcela variável dos contratos no âmbito do ACR; e (iii) da redução dos valores a receber da CCEE, principalmente a controlada Enerpeixe, em virtude das liminares vigentes dos agentes do setor elétrico para a proteção dos efeitos do GSF.

Impostos e contribuições sociais: a variação negativa de 27,2% é decorrente, principalmente, pela constituição de créditos, no exercício de 2017, devido ao recálculo de tributos nas controladas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo e Enerpeixe, que foram sendo compensados no decorrer do exercício de 2018.

Estoques: a variação positiva de 84,3% é decorrente, principalmente, pelo estoque de carvão da controlada Porto do Pecém devido: (i) ao não despacho da ONS entre os meses de novembro e dezembro de 2018; e (ii) à manutenção programada entre os meses de agosto e dezembro sendo, neste período, utilizada apenas uma UG para geração de energia.

Cauções e depósitos vinculados: a variação refere-se, principalmente, à controlada EDP Transmissão Aliança decorrente de aplicações em CDB, junto ao Banco Itaú, relativas a sua 1ª emissão de debêntures, constituídas como parte da garantia da emissão. A liberação dos recursos está condicionada à emissão de todas as Licenças de Instalação - LI.

Ativos financeiros setoriais: a variação positiva de 236,6% corresponde à constituição de valores que serão recebidos via tarifa durante o ciclo tarifário 2018/2019, provenientes, principalmente, da CVA de Compra de energia uma vez que o custo de energia reconhecido no reajuste tarifário anterior, principalmente na modalidade de disponibilidade, impactado pelo aumento do despacho termoeletrico e pelo elevado repasse do risco hidrológico, foi inferior ao realizado.

Outros créditos: a variação positiva de 14,3% é decorrente, principalmente, ao aumento dos subsídios com descontos tarifários das controladas de distribuição.

Ativo Não Circulante

Ativo financeiro indenizável: esses ativos financeiros refletem o saldo remanescente dos ativos intangíveis das distribuidoras não amortizáveis até o final do prazo de concessão e não recuperados por meio da prestação de serviços relacionados à concessão. O saldo, 20,6% superior se deve construções de infraestrutura do período e a atualização financeira pelo Valor Novo de Reposição.

Tributos diferidos: a variação negativa de 8,1% é, substancialmente, pela utilização de tributos diferidos sobre prejuízos fiscais e base negativa da CSLL, principalmente nas controladas Porto

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

do Pecém e EDP Espírito Santo, compensados pela constituição de diferenças temporárias sobre Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD, devido à adoção do CPC 48.

Cauções e depósitos vinculados: a variação positiva de 35,3% é decorrente, principalmente, de constituição de novos depósitos cíveis, trabalhistas e tributários, aliados ao aumento da atualização monetária.

Ativos da concessão: estes ativos correspondem aos valores a receber referentes aos serviços de implantação da infraestrutura das concessões de transmissão e distribuição. A variação positiva de 112,2%, é decorrente: (i) do avanço das obras de construção das linhas de transmissão; e (ii) dos investimentos realizados na expansão e melhoria dos ativos da distribuição.

Ativos financeiros setoriais: a variação negativa de 38,4% corresponde : à transferência para o circulantes dos ativos que serão recebidos na tarifa no ciclo tarifário de 2018/2019; e (ii) constituição de ativos que serão incorporados ao próximo reajuste tarifário das distribuições com destaque para: (a) Custo da Energia de Itaipu, devido a variação do câmbio no exercício superior ao concedido como cobertura tarifária; e (b) aumento das cotas da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE para o ano de 2018.

Investimentos: o saldo 33,7% superior corresponde, substancialmente, à aquisição de participação societária de 23,56% na CELESC.

Imobilizado: a redução de 7,8% é decorrente, principalmente, de: (i) alienação dos ativos de geração (EDP PCH, Santa Fé e Costa Rica); e (ii) depreciação dos ativos das geradoras.

Passivo

Passivo circulante

Fornecedores: (i) redução nos valores a pagar referentes a Suprimento de energia elétrica, substancialmente da controlada EDP Comercializadora, proveniente do aumento de 1,7% no volume de energia comercializada em relação à 2017 compensada pela volatilidade dos preços de mercado, que variaram entre R\$79,0/MWh e R\$505,2/MWh, associada à alta liquidez dos contratos de curto prazo; (ii) redução do saldo relativo às transações de energia comercializada e encargos no âmbito da CCEE, substancialmente da controlada Enerpeixe, em virtude da liminar obtida pela Companhia para a aplicação do General Scaling Factor - GSF, que é o fator que mede o volume de energia gerado pelas hidrelétricas, acrescido de atualização monetária de março de 2015 à fevereiro de 2018; e (iii) aumento do saldo a pagar para fornecedores de materiais e serviços relacionados, substancialmente, aos investimentos da infraestrutura da concessão das controladas EDP São Paulo e EDP Espírito Santo.

Impostos e contribuições sociais: aumento de 26,0%, deve-se, substancialmente: (i) aumento do saldo de ICMS incidente sobre as faturas de energia elétrica das distribuidoras; (ii) redução do saldo de parcelamento de tributos federais da controlada Enerpeixe, transferidos para o Não circulante; e (iii) aumento do saldo de IRRF sobre juros s/ capital próprio na Companhia.

Dividendos: aumento de 85,4%, em decorrência, principalmente, da maior distribuição de dividendos e JSCP, como consequência do aumento do resultado em 2018.

Debêntures: redução de 32,1% em virtude dos pagamentos realizados pela Companhia e suas controladas (R\$1.102,0) terem sido superiores aos montantes transferidos do não circulante (R\$666,3) e dos encargos do exercício (R\$297,6).

Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas: aumento de 70,02% em virtude dos ingressos e transferências do não circulante (R\$992,8) somado aos encargos do exercício (R\$185,8) terem sido superiores aos pagamentos do período (R\$855,1).

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

Encargos setoriais: redução de 26,9% em decorrência, substancialmente, da diminuição do saldo a pagar relativo às quotas da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.

Passivos financeiros setoriais: redução de 97,9% decorrente do repasse nas tarifas de energia do passivo constituído no ciclo 2017/2018.

Outras contas a pagar: aumento de 33,1% motivado, principalmente, pelos seguintes fatores: (i) aumento do saldo a pagar em R\$20,8 à EDP - Energias de Portugal relativo ao contrato de prestação de serviços de consultoria e apoio a gestão; (ii) aumento de R\$26,9 nos montantes a pagar relativos à créditos diversos para consumidores e concessionárias.

Passivo Não Circulante

Outros tributos a recolher: o aumento de 9,1% decorre, principalmente, da transferência do circulante de parcelamento de tributos federais da controlada Enerpeixe.

Tributos diferidos: aumento de 17,8% em decorrência, substancialmente, dos seguintes aspectos: (i) constituição de Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos sobre a compra vantajosa da CELESC e sobre a remuneração dos ativos da concessão das transmissoras; e (ii) constituição do PIS e COFINS diferidos sobre a Receita de construção nas controladas de transmissão.

Debêntures: aumento de 59,9% devido à emissão pelas controladas EDP Transmissão Aliança (R\$ 1.200,0), EDP São Paulo (R\$360,0), EDP Espírito Santo (R\$290,0), Enerpeixe (R\$255,0), EDP Transmissão (R\$115,0) e Lajeado (R\$100,0), compensado em parte pelas transferências de parcelas vincendas em período inferior a 12 meses para o circulante.

Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas: redução de 13,4%, principalmente, em decorrência das transferências para o passivo circulante de dívidas com vencimento inferior a 12 meses, parcialmente compensado pelo ingresso nas controladoras EDP Transmissão Aliança (R\$200,0), EDP São Paulo (R\$37,3), EDP GRID (R\$82,0) e EDP Espírito Santo (R\$ 88,7).

Benefícios pós-emprego: redução de 5,9% em decorrência, principalmente, da redução do passivo atuarial da EDP Espírito Santo em R\$73,9 em virtude da revisão das premissas e de ajustes de experiência dos planos, compensado pelo aumento do passivo atuarial da EDP São Paulo de R\$34,3 em decorrência, principalmente, da redução na taxa de desconto.

Provisões: aumento de 16,1% devido, substancialmente, a constituições e atualizações monetárias de contingências, com destaque às cíveis e trabalhistas.

Passivos financeiros setoriais: Saldo a pagar de passivos regulatórios que serão devolvidos ao consumidor em 12 meses via tarifa no próximo reajuste tarifário, com destaque para os seguintes passivos de Encargos de Serviço do Sistema - ESS, Encargos de Energia de Reserva - EER, Sobrecontratação de energia e de Ultrapassagem de demanda e Excedente de reativos.

Patrimônio líquido: aumento de 8,1%, principalmente, pelo o lucro líquido não distribuído do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2018 retido na rubrica de reservas de lucros no montante de R\$699,5.

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 %	31/12/2017	AV	31/12/2018	AV	31/12/2019	AV
Caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades operacionais	1.377,8	-332,4%	1.755,5	292,5%	2.503,5	575,2%
Caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades de investimento	(994,2)	239,8%	(945,7)	-157,6%	(2.324,4)	-534,1%
Caixa gerado pelas (aplicado nas) atividades de financiamento	(798,1)	192,5%	(209,5)	-34,9%	256,1	58,8%
Disponibilidades no início do exercício	2.017,7	-486,7%	1.603,2	267,1%	2.203,4	506,3%
Disponibilidades no final do exercício	1.603,2	-386,7%	2.203,4	367,1%	2.638,6	606,3%
Aumento (redução) nas disponibilidades	(414,6)	100,0%	600,2	100,0%	435,2	100,0%
Aumento (redução) nas disponibilidades (%)	-20,5%		37,4%		19,8%	

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.

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).

Comparação do Fluxo de Caixa nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro de 2017

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\$377,7, entre os períodos. Tal variação é explicada principalmente: (i) pelo aumento do lucro de Porto do Pecém, mitigado pelo estoque de carvão e redução de despacho; e (ii) 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 positiva de R\$48,5 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; (iv) pagamentos para a construção dos ativos da concessão das controladas de distribuição e transmissão; e (v) pagamentos pelas adições ao imobilizado e intangível, com destaque para a Porto do Pecém, que teve sua parada programada para manutenção de bens de ambas as unidades de geração.

O fluxo de caixa das atividades de financiamento apresentou uma evolução positiva de R\$588,6 entre os períodos. Esta variação é decorrente principalmente da 1ª emissão de debêntures pela controlada EDP Transmissão Aliança (R\$1.200,0) mitigado pela aplicação em CDB, junto ao Banco Itaú, constituída como parte da garantia da emissão.

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 líquida não consideram a parte da Receita de construção que possui igual montante registrado em contrapartida ao "Custo de construção", exceto quando indicado)

A receita de construção, registrada nas distribuidoras e nas transmissoras, está diretamente associada às adições dos ativos de concessão em formação, conforme aplicação do CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente. 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, com exceção da margem na construção e do Gross up de PIS e COFINS (ambos aplicáveis às transmissoras), 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 três principais segmentos de atuação da Companhia são distribuição, geração e comercialização. 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 6 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 e da EDP Varejista decorrente da venda de energia para consumidores livres, concessionárias, permissionárias e outras comercializadoras.

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

Transmissão

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	%	
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
2017	6.349,7	54,1%	3.019,7	25,7%	3.552,8	30,3%	0,9	0,0%	(1.188,0)	-10,1%	11.735,1

EBITDA Ajustado											
	Distribuição	%	Geração	%	Comercialização + Varejista	%	Transmissão	%	Outros/ Eliminações	%	Total
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
2017	808,6	37,0%	1.311,4	60,0%	151,0	6,9%	(0,5)	0,0%	(83,9)	-3,8%	2.186,6

Lucro líquido (desconsiderando a participação dos acionistas não controladores)											
	Distribuição	%	Geração	%	Comercialização + Varejista	%	Transmissão	%	Outros/ Eliminações	%	Total
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
2017	322,7	52,7%	444,5	72,6%	105,0	17,2%	(0,5)	-0,1%	(259,9)	-42,5%	611,9

	Receita líquida		EBITDA Ajustado		Lucro líquido	
	Δ 2019 x 2018 (%)	Δ 2018 x 2017 (%)	Δ 2019 x 2018 (%)	Δ 2018 x 2017 (%)	Δ 2019 x 2018 (%)	Δ 2018 x 2017 (%)
Distribuição	9,6%	9,1%	60,2%	4,3%	92,3%	19,0%
Geração	19,4%	1,5%	-10,6%	10,4%	-0,3%	15,3%
Comercialização	-2,6%	12,6%	-43,5%	14,2%	-48,9%	14,6%
Transmissão	704,9%	n.a	669,0%	n.a	637,9%	n.a
Outros/ Eliminações	136,5%	-2,0%	-121,9%	-427,2%	-147,4%	-191,2%
Total	-2,3%	9,5%	5,3%	26,6%	5,1%	108,0%

(*) 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.

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

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 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".

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.

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 minigeração, e o assunto avançou em

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

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 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.

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

2017

Em 2017 ANEEL apresentou a proposta de aprimoramento da metodologia das bandeiras tarifárias, com mudanças nos valores cobrados dos consumidores e inclusão de novos critérios no cálculo, como os custos relacionados ao déficit hídrico. Desta forma, os valores das bandeiras amarela e vermelha sofreram alterações: a bandeira vermelha passou a ter dois patamares, cujos adicionais são de R\$3,00 e de R\$ 5,00, aplicados a cada 100 kWh consumidos, e a bandeira amarela passou a representar custos adicionais de R\$ 1,00, aplicados a cada 100 kWh.

A ANEEL também revogou a regra que permitia a republicação do PLD e estabeleceu que o ONS, com apoio da CCEE, deverá disponibilizar o deck preliminar dos modelos computacionais e documentos que o subsidiam em uma plataforma virtual, diminuindo as dúvidas quanto aos dados de entrada e informações referentes aos modelos de curto e médio prazo.

Em relação aos despachos das usinas hidrelétricas, nossos Diretores esclarecem que, a ANEEL estabeleceu um meio de ressarcimento ao gerador hidrelétrico participante do MRE em virtude da GFOM – Geração Fora de Ordem de Mérito que o ONS opta por despachar, seja por restrição elétrica segurança energética ou importação de energia sem garantia física. A CCEE iniciou a realização do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit (MCSD) de Energia Nova, possibilitando a negociação de reduções contratuais entre distribuidoras e geradoras, equilibrando as trocas com a realização de cessões compulsórias entre as distribuidoras que declararem sobras e as geradoras que desejavam reduzir a quantidade de energia fornecida.

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, desconsiderando a parte da Receita de construção que possui igual montante registrado em contrapartida ao "Custo de construção", atingiu R\$12.638,5 em 2019, redução de 2,3% em relação ao mesmo período do ano anterior. Na visão dos nossos Diretores, essa variação é resultante de maiores operações intragrupo.

A receita líquida em 2018, desconsiderando a parte da Receita de construção que possui igual montante registrado em contrapartida ao "Custo de construção", atingiu R\$12.863,6, 9,6% superior ao mesmo período do ano anterior. Na visão dos nossos Diretores, essa variação é resultante, principalmente, pelos segmentos de Comercialização e Distribuição, sendo: (i) aumento de R\$447,4 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\$576,7 nas controladas de distribuição decorrentes do aumento da energia vendida aliada aos reajustes tarifários ocorridos em 2018 e 2017.

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

Quando comparada a receita líquida, desconsiderando a parte da Receita de construção que possui igual montante registrado em contrapartida ao "Custo de construção", do ano de 2017, que atingiu R\$11.735,0, com o exercício social de 2016, que atingiu R\$8.884,1, verificamos uma variação positiva de 32,5%. Na visão dos nossos Diretores, essa variação é resultante, principalmente, pelos segmentos de Comercialização e Distribuição, sendo: (i) aumento de R\$1.702,4 na EDP Comercializadora, devido à volatilidade dos preços que variaram entre R\$ 121,4/MWh e R\$ 533,8/MWh, associada a alta liquidez do mercado beneficiando operações de curto prazo maior volume de energia disponível no mercado, proveniente das descontrações de energia das distribuidoras através dos MCSDs ou acordos bilaterais associados a um aumento no volume de energia vendida para os novos consumidores livres, reflexo das migrações dos clientes do mercado cativo para o mercado livre; e (ii) aumento de R\$924,4 nas controladas de distribuição ocorridas pelo aumento do volume comercializado e principalmente pelo resultado positivo dos reajustes tarifários ocorridos no exercício.

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 encontram-se no território nacional. Dessa maneira, o desempenho geral da economia brasileira afeta a demanda por energia 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 do Real 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

No exercício de 2017 a Companhia sagrou-se vencedora de 4 lotes no leilão de linhas de transmissão concluído em maio de 2017 (vide item b.7 abaixo). Esses lotes reforçam a presença da Companhia no segmento de Transmissão, diversificando a sua atuação na cadeia de valor do setor elétrico. Consequentemente, a Companhia passou a avaliar este segmento do negócio de forma segregada, tornando o mesmo um segmento divulgável a partir das demonstrações financeiras relativas a 31 de dezembro de 2017.

Os Diretores informam que nos exercícios sociais de 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) Venda de participação acionária – Pantanal
- 2) Reestruturação Societária – Energest
- 3) EDP - Energias do Brasil arremata o Lote 24 do Leilão de Transmissão nº 013/2015
- 4) A EDP - Energias do Brasil arremata quatro lotes em leilão de transmissão nº 05/16
- 5) EDP - Energias do Brasil adquire participação na Centrais Elétricas de Santa Catarina – CELESC
- 6) Alienação de participação na Costa Rica
- 7) Alienação de participação na EDP PCH e na Santa Fé
- 8) EDP - Energias do Brasil adquiri o Lote Q - Litoral Sul do Leilão de Transmissão nº 013/2015
- 9) EDP - Energias do Brasil visa estrategicamente a alienação de 100% de participação no investimento Energest

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

1) Venda de participação acionária – Pantanal

Em 15 de julho de 2015 a Companhia comunicou ao mercado que, assinou um contrato de compra e venda de quotas com a Cachoeira Escura Energética S.A. para vender 51,1 MW de capacidade instalada referente a 100% do capital votante da Pantanal.

A Pantanal possui duas centrais hidrelétricas a UHE Assis Chateaubriand (Mimoso) e a PCH Paraíso I, com capacidade instalada de 29,5 MW e 21,6MW, respectivamente. Ambas estão localizadas no estado do Mato Grosso do Sul.

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

Em 29 de janeiro de 2016 a Companhia concluiu a venda da Pantanal pelo valor total de R\$390.000, sendo R\$355.000 pagos nesta data. Os R\$35.000 restantes foram recebidos em 24 de julho de 2017 após o cumprimento de obrigações fundiárias, devidamente atualizados pelo CDI, no montante de R\$45.095.

2) Reestruturação Societária – Energest

A Companhia reorganizou a estrutura societária da sua controlada Energest e de suas subsidiárias, permitindo uma maior eficiência operacional, eliminando holdings intermediárias e segregando ativos outorgados na modalidade de serviço público daqueles na modalidade de produtor independente. A reestruturação societária foi dividida em 2 partes:

- (i) Transferência de controle acionário: Em 26 de junho de 2015, a controlada Energest, em Assembleia Geral Extraordinária - AGE, aprovou a redução de seu capital social no valor mínimo de R\$190.507 e máximo de R\$200.177, sem cancelamento de ações, mediante entrega à Companhia, da totalidade das participações societárias detidas na Pantanal, Santa Fé e Costa Rica, a valor contábil, sem gerar ganhos ou perdas entre as partes envolvidas, sendo: (i) 23.390.368 quotas de emissão da Pantanal, com valor nominal de R\$1,00 cada; (ii) 86.370.999 ações ordinárias nominativas, sem valor nominal, de emissão da Santa Fé; e (iii) 7.302.274 quotas de emissão da Costa Rica, com valor nominal de R\$1,00 cada.

Em Assembleia Geral Extraordinária realizada no dia 17 de novembro de 2015, a Companhia após obter a anuência do Banco do Brasil conforme carta datada de 17 de agosto de 2015, da ANEEL por meio da Resolução Autorizativa nº 5.510/2015 e do BNDES conforme carta nº 236/2015 de 16 de novembro aprovou a redução de capital no valor de R\$200.177, em conformidade com a AGE da Energest realizada no dia 26 de junho de 2015.

- (ii) Cisão da Energest: Em 9 julho de 2015, a Companhia protocolou na ANEEL o pedido de anuência da cisão da Energest, passando parcela de seus ativos correspondentes às outorgas na modalidade de produção independente para a EDP Pequenas Centrais Hidrelétricas S.A., permanecendo apenas os ativos da UHE Mascarenhas na modalidade de serviço público.

Em 24 de dezembro de 2015 a ANEEL publicou o Despacho nº 4.105/2015 anuindo o Laudo de Cisão parcial para a EDP PCH. Adicionalmente em 27 de janeiro de 2016, por meio da carta nº 09/2016, o BNDES anuiu a cisão parcial da Energest condicionada anuência da ANEEL que, em 16 de fevereiro de 2016, por meio da Resolução Autorizativa nº 5.633, também anuiu o processo de cisão, aprovando as minutas para os termos aditivos aos contratos de concessão.

Em AGE da Energest realizada em 29 de fevereiro de 2016, foi aprovada a cisão parcial dos ativos da UHE Suíça e das PCHs Viçosa, São João, Alegre, Fruteiras, Jucu e Rio Bonito para a EDP PCH que é controlada direta da Companhia.

O acervo líquido cindido da Energest foi de R\$265.589, sendo a cisão efetuada a valores contábeis sem efeitos nas demonstrações financeiras consolidadas.

3) EDP - Energias do Brasil arremata Lote 24 do Leilão de Transmissão nº 013/2015

Em 28 de outubro de 2016 a Companhia comunicou ao mercado que arrematou o lote 24 da 2ª Etapa do Leilão para Concessão do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 013/2015, realizado pela ANEEL.

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

O lote é composto por uma linha de transmissão de 113 km e uma subestação localizados no Estado do Espírito Santo com as seguintes características: (i) Receita Anual Permitida - RAP de R\$20,7 milhões, atualizada pelo IPCA; (ii) Prazo de entrada em operação de 32 meses; (iii) Investimento total estimado de R\$116 milhões; e (iv) Benefícios fiscais aplicáveis de Sudene, Reidi e Invest-ES.

O financiamento do projeto prevê a obtenção de dívida de longo prazo junto ao BNDES e emissão de Debêntures de Infraestrutura com alavancagem total estimada de 60%.

A entrada no segmento de Transmissão permitirá à Companhia diversificar a sua atuação na cadeia de valor do setor elétrico com rentabilidade adequada, previsibilidade de *cash flows* e risco controlado. As competências evidenciadas na construção de projetos hidroelétricos e a experiência no segmento de distribuição, em particular no Estado do Espírito Santo, serão determinantes para o desenvolvimento bem-sucedido deste projeto.

Para a operacionalização deste empreendimento, a Companhia designou a controlada EDP Transmissão S.A., sendo o contrato de concessão assinado junto à ANEEL em 10 de fevereiro de 2017.

4) A EDP - Energias do Brasil arremata quatro lotes em leilão de transmissão nº 05/16

Em 24 de abril de 2017 a Companhia comunicou ao mercado que foi vencedora dos lotes 7, 11, 18 e 21 no Leilão para Concessão do Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 05/16, realizado pela ANEEL, conforme disposto abaixo:

	Lotes			
	7	11	18	21
Estado	MA	MA	SP/MG	SC/RS
RAP (R\$ mil)	66.267	30.200	205.200	171.824
Deságio	36,50%	4,91%	47,49%	34,99%
Linha de Transmissão (Km)	123	203	375	484,5
Subestação (quantidade)	1	1	-	1
Investimento estimado (R\$ milhões)	388	184	1.290	1.125
% do Capex Aneel	78%	116%	71%	89%
Benefício fiscal	REIDI/ SUDENE	REIDI/ SUDENE	REIDI	REIDI/ Pró emprego

As condições obtidas no leilão resultam em rentabilidades reais entre 12% a 14% aos acionistas. Os contratos firmados com os EPCistas e fornecedores incluem um pacote de garantias adequadas para projetos desta natureza.

O financiamento dos projetos prevê a obtenção de dívidas de longo prazo junto ao BNDES e emissões de debêntures de infraestrutura com alavancagem total média estimada de até 80%. A participação máxima do BNDES será de até 80% dos itens financiáveis, sendo de até 60% da linha de máquinas e equipamentos ao custo de TJLP + Spread no prazo de até 14 anos. As debêntures de infraestrutura consideram a metodologia definida pelo BNDES para o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida - ICSD.

Em relação ao Lote 21, a Companhia firmou uma parceria com a Celesc Geração S.A. (CELESC G), por meio do Consórcio Aliança, na proporção de 90% e 10% respectivamente.

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

Para abrigar os investimentos relativos à construção das linhas de transmissão, a Companhia constituiu as seguintes controladas:

- EDP Transmissão MA I S.A. (Lote 7)
- EDP Transmissão MA II S.A. (Lote 11)
- EDP Transmissão SP-MG S.A. (Lote 18)
- EDP Transmissão Aliança SC S.A. (Lote 21)

Em 11 de agosto de 2017 as referidas empresas assinaram os contratos de concessão, com vigência de 30 anos a partir da data de assinatura, que asseguram a Receita Anual Permitida - RAP após entrada em operação dos empreendimentos.

Os Diretores afirmam que o resultado no leilão 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.

5) 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, naquela data, 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.

A CELESC é uma holding de capital aberto que tem como atividade preponderante a geração, a transmissão e a distribuição de energia elétrica. Além disso, possui a controlada em conjunto Companhia de Gás de Santa Catarina S.A. – SCGÁS que atua no segmento de distribuição de gás natural canalizado.

Nos termos do Contrato de Compra e Venda, a conclusão da operação estava sujeita à verificação de determinadas condições precedentes usuais a este tipo de transações, dentre as quais se incluíam: (i) a aprovação pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica – CADE, realizada em 14 de fevereiro de 2018; e (ii) a aprovação pela Superintendência Nacional de Previdência Complementar – PREVIC, realizada em 23 de fevereiro de 2018.

Em 21 de março de 2018 a Companhia divulgou Fato Relevante comunicando o atingimento da totalidade das condições precedentes, concluindo a aquisição das ações da CELESC pelo preço atualizado de R\$244.004, conforme previsto no Contrato de Compra e Venda de Ações anteriormente celebrado.

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, pelo preço de R\$27,00 cada, totalizando no valor de R\$53.730.

Em 7 de novembro de 2018 a Companhia divulgou Comunicado ao Mercado a aquisição de 1.518.000 ações preferenciais da CELESC ao preço médio de R\$41,93, totalizando o montante de R\$63.653.

Em 02 de dezembro de 2019 a Companhia divulgou Comunicado ao Mercado informando que adquiriu ações preferenciais adicionais da CELESC. Foram adquiridas, ao todo, 691.700 ações preferenciais pelo preço médio de R\$41,15 cada, totalizando o valor de R\$28.463.

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

Após a conclusão das operações acima, a Companhia passou a deter 4.637.520 ações preferenciais, acrescidas a 5.140.868 ações ordinárias, totalizando 9.778.388 ações, que representam 25,35% do capital social 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 (item 4 acima).

6) 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.

Em 06 de setembro de 2018 a Companhia divulgou novo Comunicado ao Mercado informando a conclusão da venda, uma vez que foram atendidas todas as condições precedentes.

O valor total da transação foi de R\$43.510, recebidos integralmente na data da conclusão, refletindo os ajustes entre a data de assinatura e a data de fechamento.

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, iniciado com a venda da Pantanal Energética Ltda., com capacidade instalada de 51,1 MW, que foi concluída em 29 de janeiro de 2016.

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

Em 25 de outubro de 2018 a Companhia, por meio de Comunicado ao Mercado, 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.

Em 21 de dezembro de 2018 a Companhia divulgou novo Comunicado ao Mercado informando a conclusão da venda, uma vez que foram atendidas todas as condições precedentes.

O valor total da transação foi de R\$600.761, recebidos integralmente na data da conclusão, refletindo os ajustes entre a data de assinatura e a data de fechamento.

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

8) EDP - Energias do Brasil adquiri o Lote Q - Litoral Sul do Leilão de Transmissão nº 013/2015

Em 28 de maio de 2019 a Companhia divulgou Comunicado ao Mercado informando da celebração, em 27 de maio de 2019, 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. Por meio do Despacho nº 2.062/19, a ANEEL anuiu previamente a transferência de controle societário da LSTE à EDP Comercializadora, mediante a entrega dos documentos comprobatórios da formalização da operação. Em 09 de agosto de 2019, após a entrega dos respectivos documentos, a EDP Comercializadora passou a ser detentora da totalidade das quotas representativas do capital social da LSTE.

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

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. O projeto está dividido em 2 trechos, sendo um em Santa Catarina, que já possui licença de instalação, representando 42% da RAP, e o outro entre os estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul, representando os 58% remanescentes, ambos com previsão de RAP parcial na entrada da operação.

O investimento total estimado é de R\$406.497, considerando o valor de aquisição e o Capex total nominal, bem como benefícios fiscais REIDI e Pró-Emprego. A alavancagem foi estimada em 85%. A RAP atualizada por IPCA é de R\$45,8 milhões. Considerando as premissas mencionadas, a rentabilidade real alavancada do investimento é superior a 12%.

O valor pela aquisição dos ativos foi de R\$75.631, atualizados monetariamente, sendo que R\$74.631 foram pagos em 09 de agosto de 2019 e R\$1.000 refere-se à holdback Regulatório da EDP Transmissão Litoral Sul relacionado à riscos de multas decorrente de atraso na escrituração de obrigações regulatórias à título de garantia.

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 o resultado no leilão 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.

9) EDP - Energias do Brasil visa estrategicamente a alienação de 100% de participação no investimento Energest

A Administração da Companhia visa estrategicamente a alienação de 100% de participação no investimento Energest S.A.. Portanto, os ativos e passivos relativos a controlada foram apresentados nos grupos de não circulante mantidos para venda, a partir de junho de 2019.

Os montantes registrados nas respectivas rubricas estão mensurados pelo menor valor entre o seu valor contábil e o valor justo, líquido das despesas de venda.

Por se referirem à ativo cuja a alienação do controle é altamente provável, todos os ativos e passivos foram classificados em linha separada do balanço. Por não se qualificar como operação descontinuada, nenhuma alteração foi efetuada na apresentação da demonstração do resultado.

Os Diretores afirmam que a alienação da Energest está em linha com a estratégia do Grupo EDP - Energias do Brasil, mantendo o foco em usinas de médio porte entre 100 MW e 1.000 MW de capacidade.

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

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.

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) (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, 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.

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

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.

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

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

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:

- *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.

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

- *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.

Em 31 de dezembro de 2017, em relação à contabilidade de *hedge*, as novas regras não impactaram a Companhia e suas controladas devido à ausência desta modalidade de instrumento financeiro.

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.

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

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.

Distribuição

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".

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

2017

A Companhia e suas controladas, a partir de 1º de janeiro de 2017, passaram a adotar novas normas e interpretações conforme Revisão do Pronunciamento Técnico nº 10/16, emitido pelo CPC.

Esta revisão estabeleceu alterações ao CPC 03 (R2) - Demonstração dos Fluxos de Caixa e CPC 32 - Tributos sobre o Lucro, em decorrência de esclarecimentos feitos pelo IASB sobre passivos decorrentes de atividade de financiamento e o reconhecimento de ativos fiscais diferidos sobre perdas não realizadas, respectivamente. Em relação ao CPC 03 (R2), a Companhia e suas controladas introduziram uma divulgação adicional que permite uma avaliação sobre as mudanças ocorridas nos passivos decorrentes das atividades de financiamento. Em relação ao CPC 32, a revisão não refletiu impactos nas demonstrações financeiras.

Adicionalmente, no exercício findo em 31 de dezembro de 2017, os Diretores da Companhia salientam que não houve mudanças significativas nas práticas contábeis em relação ao último exercício social, ou seja, o exercício findo em 31 de dezembro de 2016.

(b) Efeitos significativos das alterações em práticas contábeis referentes aos 3 últimos exercícios sociais**2019****CPC 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**2017**

Na opinião dos Diretores da Companhia, no exercício findo em 31 de dezembro de 2017, não houve efeitos significativos nas demonstrações financeiras da Companhia relativos às alterações nas práticas contábeis em relação ao último exercício social, ou seja, o exercício findo em 31 de dezembro de 2016.

(c) Ressalvas e ênfases presentes no relatório do auditor**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.

2017

Os Diretores salientam que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia relativas a 31 de dezembro de 2017 foram auditadas pela PricewaterhouseCoopers 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, identificou 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\$111.191.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

Os Diretores destacam que no exercício findo em 31 de dezembro de 2019, após proceder ao teste de recuperabilidade dos ativos não financeiros, a Administração concluiu que, com exceção da controlada em conjunto São Manoel, destacada acima, 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 à 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.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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 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.

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.

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.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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 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.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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 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.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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:* 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 dos 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 2019, 2018 e 2017.

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

	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2017
Obrigações de compra com: (i) materiais; (ii) serviços; (iii) energia; (iv) encargos de conexão e transporte de energia; e (v) comercialização de energia	55.609.008	55.314.615	57.511.260

(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 2019, segue abaixo a posição dos créditos contratados e ainda não recebidos:

Empresa	Instituição financeira	Montante total contratado	Montante recebido	Montante não recebido	Objeto
EDP Transmissão MA I	Citibank	70.000	1.000	69.000	Financiamento de CAPEX para a construção das transmissoras
EDP Transmissão MA I	Bando do Nordeste do Brasil - BNB	252.056	-	252.056	
EDP Transmissão MA II	Citibank	70.000	1.000	69.000	
EDP Transmissão MA II	Bando do Nordeste do Brasil - BNB	124.521	-	124.521	
Total		1.038.332	334.693	703.639	

Em 2017, as controladas EDP São Paulo e EDP Espírito Santo possuíam crédito disponível em duas linhas de crédito junto ao BNDES referentes ao financiamento do CAPEX realizado nas companhias nos anos de 2016 a 2018. Segue abaixo a movimentação ocorrida no exercício de 2017.

10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs

Empresa	Instituição financeira	Montante total contratado	Montante não recebido em 2017	Montante recebido em 2017
EDP São Paulo	BNDES	399.733	277.733	122.708
EDP Espírito Santo	BNDES	354.078	268.078	86.000

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:

	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2017
Prêmio de risco - GSF	22.077	20.942	23.810
Juros vencidos de empréstimos, financiamentos e debêntures	2.380.327	1.659.469	1.490.118

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\$2.818,2 em 2019 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 correspondeu a 23,0%, a Geração a 2,8%, a Transmissão a 71,2% e os demais negócios correspondem a 3,0%.

No segmento da distribuição, os investimentos realizados no exercício de 2019 seguem a estratégia de fortalecer sua base de ativos e os indicadores de qualidade. Dos investimentos realizados pela EDP Espírito Santo: (i) 43% foram destinados à instalação de sistemas de medição, expansão de linhas, subestações e redes de distribuição para ligação de novos clientes; (ii) 22% foram destinados à melhoria da rede, substituição de equipamentos e de medidores, tanto obsoletos quanto depreciados, além do recondutoramento de redes em final de vida útil; (iii) 14% foram investidos em combate à perdas; e (iv) 21% foram investidos em telecomunicações, informática e outras atividades, tais como infraestrutura e projetos comerciais.

Dos investimentos realizados pela EDP São Paulo: (i) 32% foram destinados à instalação de sistemas de medição, expansão de linhas, subestações e redes de distribuição para ligação de novos clientes; (ii) 28% foram destinados à melhoria da rede, substituição de equipamentos e de medidores, tanto obsoletos quanto depreciados, além do recondutoramento de redes em final de vida útil; (iii) 13% foram investidos em combate à perdas; e (iv) 26% foram investidos em telecomunicações, informática e outras atividades, tais como infraestrutura e projetos comerciais.

No segmento da geração, a redução de 35,7% de investimento em 2019 é decorrente das manutenções ocorridas em 2018 na controladora Pecém, quando ocorreram as major overhauls.

No segmento da transmissão, o investimento de R\$ 1,9 bilhão, demonstram o avanço das obras, conforme cronogramas de antecipações.

Nos outros segmentos, destacam-se os investimentos em novos projetos de eficiência energética, tecnologia e desenvolvimento de novos negócios.

Em 2018, os investimentos da Companhia totalizaram R\$1.132,2 em 2018 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 correspondeu a 57,8%, a Geração a 11,0%, a Transmissão a 27,9% e os demais negócios correspondem a 3,3%.

Em 2017, investimentos da Companhia totalizaram R\$772,0, 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 correspondeu a 73,6%, a Geração a 19,6%, a Transmissão a 4,9% e os demais negócios correspondem a 1,9%.

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.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

(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

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, cuja alienação é esperada até o término de 2020.

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.

Durante o exercício de 2017 a Companhia reclassificou seu investimento na Costa Rica Energética Ltda., cuja participação societária é de 51%, para a rubrica de Ativos não circulantes mantidos para venda, cuja alienação é esperada até o término de 2018.

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

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".