



EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A.

Demonstrações Financeiras

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019

EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A.
Demonstrações Financeiras
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019



Conteúdo

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras	1 – 5
Balancos patrimoniais	6
Demonstrações de resultados	7
Demonstrações dos resultados abrangentes	8
Demonstrações dos fluxos de caixa	9
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido	10
Demonstrações do valor adicionado	11
Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras	12 – 57
Relatório da administração	58 – 71
Comentário sobre o Comportamento das Projeções Empresariais	72
Proposta de Orçamento de Capital	73
Outras Informações que a Companhia Entenda Relevantes	74
Parecer do Conselho Fiscal ou Órgão Equivalente	75
Declarações dos diretores sobre as demonstrações financeiras	76
Declarações dos diretores sobre o parecer dos auditores independentes	77



KPMG Auditores Independentes
Rua Arquiteto Olavo Redig de Campos, 105, 6º andar - Torre A
04711-904 - São Paulo/SP - Brasil
Caixa Postal 79518 - CEP 04707-970 - São Paulo/SP - Brasil
Telefone +55 (11) 3940-1500
kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da
EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A.
Vitória - ES

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A. (Companhia), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2020 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, da EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A. em 31 de dezembro de 2020, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Base para opinião

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

Principais assuntos de auditoria

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



Valorização e classificação do ativo financeiro indenizável, ativos de concessão e do intangível (Consulte as notas explicativas 13.1, 13.3 e 13.2 às demonstrações financeiras)

As demonstrações financeiras apresentam saldos no ativo não circulante referentes a valores em construção (ativos de concessão) no montante de R\$257.143 mil, valores a amortizar no período da concessão (intangível) no montante de R\$ 565.990 mil e a valores a receber a título de indenização do Poder Concedente (ativo financeiro indenizável) no montante de R\$ 2.058.830 mil, referentes às atividades de distribuição. De acordo com a Interpretação Técnica ICPC 01(R1) - Contratos de Concessão (IFRIC 12), no contrato de construção de distribuição de energia está previsto que os investimentos realizados e não amortizados até o final do contrato de concessão dão origem a um ativo financeiro indenizável por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do Poder Concedente e, o investimento remanescente, deve ser classificado como um intangível em virtude da sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, por meio do consumo de energia pelos consumidores. A avaliação dos investimentos entre ativo financeiro indenizável e intangível, pós período de construção (ativos de concessão) envolve complexidade e julgamento por parte da Companhia que pode impactar o valor desses ativos nas demonstrações financeiras.

Esse tema foi considerado como um dos principais assuntos de auditoria em função da relevância dos montantes envolvidos e pelos julgamentos significativos na avaliação da alocação dos investimentos entre o ativo financeiro indenizável e intangível, assim como os controles e critérios de elegibilidade para valorização e registro de adições dos ativos de infraestrutura, os quais estão sujeitos à revisão e homologação pela ANEEL.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Os nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros, a avaliação do desenho e implementação dos controles internos chave relacionados ao processo de alocação dos investimentos e valorização do ativo financeiro indenizável; realização de inspeção documental, em base amostral, das adições ocorridas durante o exercício; avaliação da atualização monetária dos valores envolvidos, além de testes do cálculo da amortização do intangível. Avaliamos também as divulgações sobre o assunto nas demonstrações financeiras.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que os saldos do ativo financeiro indenizável, ativos de concessão e do intangível, bem como as divulgações relacionadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020.

Reconhecimento de receita de fornecimento não faturado (Consulte as notas explicativas 6 e 22 às demonstrações financeiras)

Parte das receitas de vendas de energia da Companhia é calculada mensalmente efetuando-se a estimativa dos valores de energia fornecida aos consumidores, ainda não faturada na data do balanço em virtude da defasagem entre a data da última leitura da medição e a data do encerramento do exercício social. Em 31 de dezembro de 2020, o valor estimado de venda de energia fornecida aos consumidores e não faturada totalizava nas demonstrações financeiras R\$ 158.712 mil. O reconhecimento da referida receita envolve julgamento significativo pela Companhia para a estimativa de consumo do volume de energia fornecida e respectiva atribuição às diferentes classes de consumidores, índice de perda e a tarifa vigente.



Esse tema foi considerado como um dos principais assuntos de auditoria em função da relevância dos montantes e julgamentos significativos que envolvem a estimativa de consumo que podem impactar o valor das receitas e contas a receber nas demonstrações financeiras.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto

Os nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros, a avaliação do desenho e implementação dos controles internos chave relacionados à determinação do montante da receita de fornecimento não faturado. Avaliamos as principais premissas utilizadas pela Companhia, tais como índice de perdas técnicas e não técnicas, carga real de energia distribuída no mês e tarifa média. Adicionalmente, avaliamos os dados utilizados no cálculo da estimativa efetuada pela Companhia e efetuamos o recálculo da receita de fornecimento não faturado. Avaliamos também as divulgações da Companhia em relação às demonstrações financeiras.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que os saldos relacionados ao reconhecimento da receita de fornecimento não faturado, bem como as divulgações relacionadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020.

Outros assuntos - Demonstração do valor adicionado

A demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia, e apresentada como informação suplementar para fins de IFRS, foi submetida a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essa demonstração está conciliada com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essa demonstração do valor adicionado foi adequadamente elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e está consistente em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

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

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

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

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



Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras

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

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

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

Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras

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

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

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.



- Concluímos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manterem em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

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

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

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

São Paulo, 18 de fevereiro de 2021

KPMG Auditores Independentes
CRC SP014428/O-6

Daniel A. da S. Fukumori
Contador CRC 1SP245014/O-2

EDP ESPÍRITO SANTO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.
BALANÇOS PATRIMONIAIS EM
 (Em milhares de reais)



	<u>Nota</u>	<u>31/12/2020</u>	<u>31/12/2019</u>
ATIVO			
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5	176.793	222.272
Consumidores e concessionárias	6	810.545	721.972
Ativos financeiros setoriais	7	133.827	132.595
Imposto de renda e Contribuição social a compensar	8	61.430	42.481
Outros tributos compensáveis	8	194.925	203.963
Outros créditos	12	76.697	103.844
Total do Ativo Circulante		<u>1.454.217</u>	<u>1.427.127</u>
Não circulante			
Consumidores e concessionárias	6	10.540	17.427
Ativos financeiros setoriais	7	121.642	76.938
Ativos da concessão	13.3	257.143	149.435
Ativo financeiro indenizável	13.1	2.058.830	1.789.045
Outros tributos compensáveis	8	465.649	594.760
Imposto de renda e Contribuição social diferidos	9	163.322	194.863
Cauções e depósitos vinculados	11	198.105	189.002
Outros Créditos	12	949	3.501
		<u>3.276.180</u>	<u>3.014.971</u>
Propriedades para investimentos		906	907
Imobilizado	12.6	16.674	25.645
Intangível	13.2	565.990	629.551
		<u>583.570</u>	<u>656.103</u>
Total do Ativo Não circulante		<u>3.859.750</u>	<u>3.671.074</u>
TOTAL DO ATIVO		<u><u>5.313.967</u></u>	<u><u>5.098.201</u></u>
PASSIVO			
Circulante			
Fornecedores	14	485.469	462.586
Imposto de renda e Contribuição social a recolher	8	4.195	
Outros tributos a recolher	8	184.298	161.745
Dividendos	15	64.652	91.547
Debêntures	16	348.929	274.870
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17	489.115	92.113
Benefícios pós-emprego	18	37.082	37.965
Encargos Setoriais	19	55.467	47.593
Provisões	20	6.478	2.686
Passivos financeiros setoriais	7	192.949	
Outras contas a pagar	12	78.115	88.356
Total do Passivo Circulante		<u>1.946.749</u>	<u>1.259.461</u>
Não circulante			
Outros tributos a recolher	8	96.747	105.379
PIS e COFINS diferidos	9	1.395	1.169
Debêntures	16	541.846	717.700
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17	189.871	235.375
Benefícios pós-emprego	18	610.855	716.281
Encargos Setoriais	19		906
Provisões	20	172.421	136.589
Passivos financeiros setoriais	7	658.055	851.130
Outras contas a pagar	12	13.067	20.022
Total do Passivo Não circulante		<u>2.284.257</u>	<u>2.784.551</u>
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital social	21.1	650.572	650.572
Reservas de capital	21.3	20.615	20.615
Reservas de lucros	21.3	741.672	797.357
Outros resultados abrangentes	21.4	(329.898)	(414.355)
Total do Patrimônio líquido		<u>1.082.961</u>	<u>1.054.189</u>
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		<u><u>5.313.967</u></u>	<u><u>5.098.201</u></u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

EDP ESPÍRITO SANTO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



	Nota	2020	2019
Receitas	22	3.804.732	3.834.943
Custo do serviço de energia elétrica	23		
Custo com energia elétrica		(2.344.455)	(2.405.389)
Custo de operação		(390.190)	(382.396)
Custo do serviço prestado a terceiros		(384.992)	(318.669)
		<u>(3.119.637)</u>	<u>(3.106.454)</u>
Lucro bruto		<u>685.095</u>	<u>728.489</u>
Despesas e Receitas operacionais	23		
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD		(59.968)	(53.509)
Despesas gerais e administrativas		(125.068)	9.410
Outras despesas		(79.089)	(61.725)
		<u>(264.125)</u>	<u>(105.824)</u>
Lucro antes do resultado financeiro e tributos		<u>420.970</u>	<u>622.665</u>
Resultado financeiro	24		
Receitas financeiras		141.378	274.096
Despesas financeiras		(192.184)	(372.165)
		<u>(50.806)</u>	<u>(98.069)</u>
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro		<u>370.164</u>	<u>524.596</u>
Tributos sobre o lucro	25		
Imposto de renda e contribuição social correntes		(99.874)	(51.936)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		11.967	(77.401)
		<u>(87.907)</u>	<u>(129.337)</u>
Lucro líquido do exercício		<u><u>282.257</u></u>	<u><u>395.259</u></u>
Resultado por ação atribuível aos acionistas	26		
Resultado básico/ diluído por ação (reais/ações)			
ON		48,03557	67,26668

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

EDP ESPÍRITO SANTO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO
(Em milhares de reais)



	<u>2020</u>	<u>2019</u>
Lucro líquido do exercício	282.257	395.259
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado		
Ganhos e (perdas) atuariais - Benefícios pós-emprego	127.965	(172.582)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	<u>(43.508)</u>	<u>58.678</u>
	84.457	(113.904)
Resultado abrangente do exercício	<u>366.714</u>	<u>281.355</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

EDP ESPÍRITO SANTO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO
(Em milhares de reais)



	Nota	2020	2019
Fluxo de caixa das atividades operacionais			
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro		370.164	524.596
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais			
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD		59.968	53.509
Valor justo do ativo financeiro indenizável		(79.904)	(156.844)
Depreciações e amortizações		126.887	117.667
Valor residual do ativo imobilizado e intangível baixados		24.979	
Ativos e passivos financeiros setoriais		4.825	178.072
Fornecedores - atualização monetária - Energia livre		(39.118)	3.458
Encargos de dívidas e variações monetárias sobre empréstimos, financiamentos e debêntures		85.881	100.649
Provisão para plano de benefícios pós-emprego		59.990	(71.660)
Provisões e atualizações monetárias cíveis, fiscais e trabalhistas		61.300	26.099
Encargos setoriais - provisão e atualização monetária		14.412	14.815
Cauções e depósitos vinculados a litígios - atualização monetária		(4.988)	(6.754)
Impostos e contribuições sociais - atualização monetária		(13.176)	(182.755)
Outros		3.195	(1.131)
		674.415	599.721
(Aumento) diminuição de ativos operacionais			
Consumidores e concessionárias		(139.424)	(23.209)
Ativos financeiros setoriais		(30.014)	(15.491)
Imposto de renda e contribuição social a compensar		115.931	304.703
Outros tributos compensáveis		138.149	(732.190)
Estoques		2.040	(29.319)
Cauções e depósitos vinculados		(4.115)	(65.840)
Outros ativos operacionais		22.847	(15.252)
		105.414	(576.598)
Aumento (diminuição) de passivos operacionais			
Fornecedores		62.001	92.149
Passivos financeiros setoriais		(20.873)	592.756
Imposto de renda e contribuição social a recolher		(104.981)	(62.588)
Outros tributos a recolher		13.921	(10.090)
Benefícios pós-emprego		(38.076)	(43.398)
Encargos Setoriais		(7.444)	(34.701)
Provisões		(21.676)	(20.755)
Outros passivos operacionais		(8.085)	80.547
		(125.213)	593.920
Caixa proveniente das atividades operacionais		654.616	617.043
Imposto de renda e contribuição social pagos		(112.023)	(67.303)
Caixa líquido proveniente das atividades operacionais		542.593	549.740
Fluxo de caixa das atividades de investimento			
Adições aos Ativos da concessão		(381.919)	(314.815)
Adições ao Imobilizado e Intangível		(1.592)	
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento		(383.511)	(314.815)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento			
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(355.535)	(113.729)
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures		527.229	353.937
Amortização do principal de empréstimos, financiamentos e debêntures		(317.786)	(233.409)
Pagamentos de encargos de dívidas		(48.714)	(83.078)
Pagamentos do principal e de juros de arrendamentos		(9.755)	(5.580)
Caixa líquido aplicado nas atividades de financiamento	28.1	(204.561)	(81.859)
(Redução) aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa		(45.479)	153.066
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício		176.793	222.272
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		222.272	69.206
		(45.479)	153.066

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

EDP ESPÍRITO SANTO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
 (Em milhares de reais)



	Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucros	Outros resultados abrangentes	Lucros acumulados	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2018	650.572	20.615	554.297	(300.451)	-	925.033
Dividendo adicional aprovado - AGO de 30/04/2019			(82.701)			(82.701)
Lucro líquido do exercício					395.259	395.259
Destinação do lucro						
Constituição de reserva legal			19.763		(19.763)	-
Reserva de retenção de lucros			32.701			32.701
Reserva de incentivo fiscal - SUDENE			9.309		(9.309)	-
Dividendos intermediários (JSCP)					(71.013)	(71.013)
Dividendos complementares					(31.186)	(31.186)
Lucro do exercício a deliberar			263.988		(263.988)	-
Outros resultados abrangentes						
Ganhos e (perdas) atuariais - Benefícios pós-emprego				(172.582)		(172.582)
Imposto de renda e contribuição social diferidos				58.678		58.678
Saldos em 31 de dezembro de 2019	650.572	20.615	797.357	(414.355)	-	1.054.189
	Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucros	Outros resultados abrangentes	Lucros acumulados	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2019	650.572	20.615	797.357	(414.355)	-	1.054.189
Dividendo adicional aprovado - AGO de 30/04/2020			(263.988)			(263.988)
Lucro líquido do exercício					282.257	282.257
Destinação do lucro						
Constituição de reserva legal			14.113		(14.113)	-
Reserva de incentivo fiscal - SUDENE			9.535		(9.535)	-
Dividendos intermediários (JSCP)					(62.013)	(62.013)
Dividendos complementares					(11.941)	(11.941)
Lucro do exercício a deliberar			184.655		(184.655)	-
Outros resultados abrangentes						
Ganhos e (perdas) atuariais - Benefícios pós-emprego				127.965		127.965
Imposto de renda e contribuição social diferidos				(43.508)		(43.508)
Saldos em 31 de dezembro de 2020	650.572	20.615	741.672	(329.898)	-	1.082.961

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

EDP ESPÍRITO SANTO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO
EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO
(Em milhares de reais)



	2020	2019
Geração do valor adicionado	5.755.318	5.358.955
Receita operacional	5.340.609	4.932.095
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD	(59.968)	(53.509)
Receita de construção	384.575	317.961
Atualização do Ativo financeiro indenizável	79.904	156.844
Outras receitas	10.198	5.564
(-) Insumos adquiridos de terceiros	(3.274.873)	(3.254.104)
Custos da energia comprada	(2.072.791)	(2.249.786)
Encargos de uso da rede elétrica	(488.900)	(376.074)
Materiais	(18.279)	(16.546)
Serviços de terceiros	(185.759)	(191.163)
Custo com construção da infraestrutura	(384.575)	(317.961)
Outros custos operacionais	(124.569)	(102.574)
Valor adicionado bruto	2.480.445	2.104.851
Retenções		
Depreciações e amortizações	(136.725)	(126.508)
Valor adicionado líquido produzido	2.343.720	1.978.343
Valor adicionado recebido em transferência		
Receitas financeiras	146.822	280.870
Valor adicionado total a distribuir	2.490.542	2.259.213
Distribuição do valor adicionado		
Pessoal		
Remuneração direta	103.045	100.357
Benefícios	36.080	(98.412)
FGTS	11.710	11.465
Impostos, taxas e contribuições		
Federais	811.629	333.438
Estaduais	1.047.352	1.136.870
Municipais	2.247	1.947
Remuneração de capitais de terceiros		
Juros	195.277	375.311
Aluguéis	945	2.978
Remuneração de capital próprio		
Juros sobre capital próprio	62.013	71.013
Dividendos	11.941	31.186
	2.282.239	1.966.153
Lucros retidos	208.303	293.060
	2.490.542	2.259.213

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

1 Contexto operacional

A EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A. (Companhia ou EDP Espírito Santo), é uma sociedade anônima de capital aberto, concessionária de serviço público de energia elétrica, controlada integral da EDP - Energias do Brasil S.A. (EDP - Energias do Brasil), com sede no município de Vitória no Estado do Espírito Santo. A Companhia detém o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica nº 001/95 – ANEEL, pelo prazo de 30 anos, válido até julho de 2025, atuando em 70 dos 78 municípios no Estado do Espírito Santo, com uma área de concessão de 41.241 km² (cerca de 90% da área total do Estado). As atividades da Companhia são regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

2 Concessão

As principais obrigações estabelecidas às partes no contrato de concessão são as seguintes:

Concedente: fiscalização do cumprimento do contrato; garantir a prestação do serviço de forma adequada; prorrogar o prazo do contrato, se for necessário, para garantir a qualidade do atendimento a custos adequados; reajustar as tarifas para garantir o equilíbrio econômico-financeiro do contrato; e quando receber a concessão deverá indenizar, conforme disposto na lei, as parcelas dos investimentos vinculados, não amortizados ou depreciados na data da reversão, descontado, no caso da caducidade, o valor das multas contratuais e dos danos causados pela Companhia.

Companhia: manter permanentemente atualizado o cadastro dos bens e das instalações; manter equipamentos em perfeitas condições de funcionamento e ter as condições técnicas para assegurar a continuidade e a eficiência dos serviços; cobrar pelo fornecimento e pelo suprimento de energia elétrica as tarifas homologadas pela Concedente; e efetuar os investimentos necessários para garantir a prestação do serviço.

3 Base de preparação

3.1 Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras da Companhia estão preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, em observância às disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, e incorporam as mudanças introduzidas pelas Leis nº 11.638/07 e nº 11.941/09, complementadas pelos novos pronunciamentos, interpretações e orientações do Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovados por Resoluções do Conselho Federal de Contabilidade - CFC e deliberações da Comissão de Valores Mobiliários - CVM e estão em conformidade com as *International Financial Reporting Standards* - IFRS, emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB e legislação específica emanada pela ANEEL, quando esta não for conflitante com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais.

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado - DVA, preparada de acordo com o CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações financeiras.

A Administração avaliou a capacidade da Companhia em continuar operando normalmente e está convencida de que ela possui recursos para dar continuidade a seus negócios no futuro. Adicionalmente, a Administração da Companhia não tem conhecimento de nenhuma incerteza material que possa gerar dúvidas significativas sobre a sua capacidade de continuar operando. Assim, estas demonstrações financeiras foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

A Administração da Companhia afirma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas e que correspondem às utilizadas por ela na sua gestão.

A Diretoria da Companhia autorizou a emissão das demonstrações financeiras em 22 de janeiro de 2021. Após esta data, as alterações somente poderão ser efetuadas pelo Conselho de Administração.

3.2 Práticas contábeis

As práticas contábeis relevantes da Companhia estão apresentadas nas notas explicativas próprias aos itens a que elas se referem.

3.3 Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram elaboradas considerando o custo histórico como base de valor exceto: (i) determinados ativos e passivos financeiros que foram mensurados ao valor justo, conforme demonstrado na nota 27.1.1; e (ii) os ativos e passivos líquidos de benefício definido que são reconhecidos a valor justo, com limitação de reconhecimento do superávit atuarial (Nota 17).

3.4 Uso de estimativa e julgamento

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

Os resultados finais dessas transações e informações, quando de sua efetiva realização em exercícios subsequentes, podem diferir dessas estimativas, devido a imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A Companhia revisa as estimativas e premissas pelo menos trimestralmente, exceto quanto ao Plano de benefícios pós-emprego que é revisado semestralmente e a redução ao valor recuperável que é revisada conforme critérios detalhados na nota 3.6.

As principais estimativas que representam risco significativo com probabilidade de causar ajustes materiais ao conjunto das demonstrações financeiras, nos próximos exercícios, referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de: Análise da redução ao valor recuperável dos ativos (Nota 3.6); Determinação do fornecimento não faturado (Nota 6); Transações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (Notas 6 e 14); Determinação da Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD (Nota 6.6); Apuração dos ativos e passivos financeiros setoriais (Nota 7); Recuperação do imposto de renda e contribuição social diferidos (Nota 9); Apuração do ativo financeiro indenizável (Nota 13.1); Determinação dos déficits/superávits relacionados aos planos de benefícios pós-emprego (Nota 18); Provisões cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórias (Nota 20.1); e Mensuração a valor justo de instrumentos financeiros (Nota 27.2.1.2).

3.5 Moeda funcional e moeda de apresentação

A moeda funcional da Companhia é o Real e as demonstrações financeiras estão sendo apresentadas em reais, arredondadas para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

3.6 Redução ao valor recuperável

A Administração da Companhia revisa o valor contábil líquido de seus ativos com objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas para determinar se há alguma indicação de que tais ativos sofreram alguma perda por redução ao valor recuperável. Se houver tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado com a finalidade de mensurar o montante dessa perda, sendo a mesma reconhecida em contrapartida do resultado.

Uma perda do valor recuperável anteriormente reconhecida é revertida caso tiver ocorrido uma mudança nos pressupostos utilizados para determinar o valor recuperável do ativo, sendo a mesma também reconhecida no resultado.

Ativos financeiros e 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. Atualmente, a rubrica que apresenta saldos de redução ao valor recuperável é a de Consumidores e concessionárias e, para mais informações sobre os critérios e premissas, vide nota 6.6.

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 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.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2020, após proceder com esta avaliação dos ativos não financeiros, a Administração da Companhia concluiu, após avaliar os indicadores internos e externos, que não foram identificados fatores de desvalorização dos seus ativos e, por este motivo, não efetuou o teste de *impairment*.

Adicionalmente, em relação ao acima destacado, a Administração da Companhia analisou o risco de continuidade operacional, tendo levado em consideração substancialmente a proteção contra redução por Força Maior dos contratos regulados da geração, bem como as ações legais que vem sendo tomadas pelo Governo Federal e ANEEL, concluindo assim, como mencionado na nota 4.3.1, que não houve mudança na integridade da continuidade operacional da Companhia.

3.7 Novas normas e interpretações vigentes e não vigentes

Mantendo o processo permanente de revisão das normas de contabilidade o *International Accounting Standards Board* (IASB) e, conseqüentemente, o Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) emitiram novas normas e revisões às normas já existentes. Os principais normativos alterados, emitidos ou em discussão pelo IASB e pelo CPC estão demonstrados a seguir:

3.7.1 Alterações em pronunciamentos contábeis homologados pelo CPC

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

3.7.2 Normativos emitidos pelo IASB e ainda não homologados pelo CPC

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

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

4 Eventos significativos do exercício

4.1 Captações e liberações de recursos

Durante o exercício de 2020 a Companhia obteve os seguintes recursos:

Fonte	Data da liberação	Vencimento	Valor	Custo da dívida	Finalidade
Cédula de Câmbio - MFUG	fev/20	fev/21	200.000	CDI + 0,10% a.a.	Capital de Giro
EDP - Energias do Brasil S.A. (Liberação) (*)	fev/20	jan/21	30.000	100,3% do CDI	Contratos de mútuo
Nota Promissória - 1ª Emissão	abr/20	abr/21	150.000	CDI + 2,5% a.a.	Capital de Giro
Debêntures - 9ª Emissão	abr/20	abr/21	150.000	CDI + 2,5% a.a.	Capital de Giro
			<u>530.000</u>		

(*) O contrato de mútuo junto à sua controladora foi integralmente liquidado até a conclusão destas demonstrações financeiras.

Para mais informações sobre os recursos recebidos acima, vide notas 16 e 17.

4.2 Reajuste Tarifário Anual

Em 06 de agosto de 2020, por meio da Resolução Homologatória nº 2.749, a ANEEL homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual aplicado pela Companhia a partir de 07 de agosto de 2020.

O efeito médio percebido pelos consumidores foi de 8,02%, sendo 10,32% o efeito médio para os consumidores atendidos em alta e média tensão e 7,05% o efeito médio para os consumidores atendidos em baixa tensão.

Durante o processo de reajuste tarifário, a ANEEL atualiza os custos regulatórios passíveis de gerenciamento pela distribuidora (Parcela "B"), enquanto os custos não gerenciáveis (Parcela "A") e os itens financeiros são atualizados com base na variação de preços verificada nos doze meses anteriores e da projeção para os doze meses subsequentes. A Parcela "B" foi ajustada em 2,55%, frente a parcela B homologada em 2019, resultando em um saldo atualizado de R\$1.003.844. O IGP-M considerado para o período tarifário foi de +9,27% e o Fator X de -0,14%. O Fator X é composto das parcelas "Pd" (ganhos de produtividade) de 1,12%, "T" (trajetória para adequação dos custos operacionais) de -1,05% e "Q" (incentivo à qualidade) de -0,21%.

O ajuste dos itens financeiros reconhecido pela ANEEL neste processo foi de R\$136.528 e referiam-se: (i) às diferenças entre os custos não gerenciáveis (energia, transporte e encargos) homologados; (ii) os efetivamente incorridos pela Companhia no período tarifário de 2019 a 2020; e (iii) devolução de créditos tributários habilitados pela Receita Federal do Brasil (Nota 8.3.1).

A reversão de R\$219.423 (Nota 4.3.1.9) como componente financeiro negativo tratou-se de recursos relativos ao Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020, que regulamentou a criação da Conta-covid destinada ao setor elétrico para o enfrentamento do estado de calamidade pública atinente à COVID-19.

4.3 COVID-19 (pandemia do novo Coronavírus)

A Organização Mundial da Saúde (OMS) declarou, em 11 de março de 2020, que o mundo encontra-se em uma pandemia do novo Coronavírus (COVID-19), doença causada pelo coronavírus SARS-CoV-2. As incertezas geradas pela disseminação da COVID-19 provocam intensa volatilidade nos mercados financeiros e de capitais mundiais.

4.3.1 Medidas de Assistência Governamental

4.3.1.1 Resolução Normativa ANEEL nº 878

Em 24 de março de 2020, foi publicada a Resolução Normativa nº 878 pela ANEEL, com medidas que visam estabelecer a preservação da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica em decorrência da COVID-19, tendo como principal a vedação da suspensão de fornecimento por inadimplemento de unidades consumidoras relativas aos serviços e atividades considerados essenciais, conforme Decretos nº 10.282 e nº 10.288, de 2020 e o art. 11 da Resolução Normativa nº 414/2010, onde existem pessoas usuárias de equipamentos de autonomia limitada, vitais à preservação da vida humana e dependentes de energia elétrica e das classes residenciais rural e baixa renda (Nota 4.3.4.1).

Em 15 de junho de 2020, a ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 886 prorrogou os dispositivos da Resolução Normativa nº 878 até 31 de julho de 2020.

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

4.3.1.2 Standstill - Medida emergencial BNDES

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

4.3.1.3 Portarias nº 139 e nº 245

As respectivas portarias de 3 de abril e 15 de junho de 2020, prorrogaram o prazo para o recolhimento de tributos federais e contribuição previdenciária patronal devida pelas empresas e pelo empregador doméstico, na situação que especifica em decorrência da COVID-19. Os prazos de recolhimento da contribuição para o PIS, COFINS e INSS patronal, relativas às competências março, abril e maio de 2020, foram postergados para os mesmos prazos de vencimento das contribuições devidas nas competências de julho, setembro e outubro de 2020, respectivamente.

4.3.1.4 Medida Provisória nº 950

Em 08 de abril de 2020, foi assinada a Medida Provisória nº 950 que dispõe sobre medidas temporárias emergenciais destinadas ao setor elétrico para enfrentamento do estado de calamidade pública reconhecido pelo Decreto Legislativo nº 6, de 20 de março de 2020, e da emergência de saúde pública de importância internacional decorrente da COVID-19. A referida legislação prevê, no cálculo da Tarifa Social de Energia Elétrica, criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, desconto de 100%, no período de 1º de abril a 30 de junho de 2020, para os consumidores enquadrados na Subclasse Residencial Baixa Renda, relativo a parcela do consumo de energia elétrica inferior ou igual a 220kWh/mês. Estabelece, como objetivo da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, prover recursos, exclusivamente por meio de encargo tarifário, e permitir a amortização de operações financeiras vinculadas a medidas de enfrentamento aos impactos da COVID-19 no setor elétrico decorrentes do estado de calamidade pública, reconhecida na forma prevista no art. 65 da Lei Complementar nº 101, de 2000, para atender às distribuidoras de energia elétrica. Autoriza, ainda, a União a destinar recursos para a CDE, limitado a R\$900.000, para cobertura dos descontos tarifários criados, relativos à tarifa de fornecimento de energia elétrica dos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda.

A Companhia foi ressarcida dos descontos tarifários da Tarifa Social de Energia Elétrica aplicados no período de vigência da Medida Provisória, no montante médio mensal de R\$7.000 por meio da subvenção da CDE.

4.3.1.5 Despacho ANEEL nº 986

O Despacho ANEEL nº 986 de 08 de abril de 2020, determinou à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE o repasse aos agentes detentores de consumo do valor de R\$2,022 bilhões, relativo aos recursos financeiros disponíveis no fundo de reserva para alívio futuro de encargos. A ação visa reforçar a liquidez do setor elétrico em meio ao cenário da COVID-19. Sendo assim, a Companhia recebeu o montante de R\$32.099.

4.3.1.6 Convênio ICMS nº 42

Em 16 de abril de 2020 foi assinado o Convênio ICMS nº 42, que autoriza os Estados durante o período da emergência de saúde pública decorrente de pandemia de COVID-19, a conceder isenção de ICMS relativo à parcela da subvenção da tarifa de energia elétrica nos termos das Leis nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002, e nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010, de acordo com a redação da Medida Provisória nº 950, de 08 de abril de 2020. Nesse sentido, ficam os Estados, no período de 1º de abril a 30 de junho de 2020, autorizados a conceder isenção do ICMS relativo à parcela da subvenção da tarifa de energia elétrica, no respectivo fornecimento a consumidores enquadrados na "subclasse Residencial de Baixa Renda", de acordo com a redação da Medida Provisória nº 950, de 08 de abril de 2020, e as condições fixadas nas Resoluções da ANEEL, em especial a Resolução nº 414 de 9 de setembro de 2010. O Decreto nº 4633- R de 16 de abril de 2020, publicado pelo Estado do Espírito Santo, ratificou as tratativas estabelecidas pelo Convênio.

4.3.1.7 Despacho ANEEL nº 1.106

O Despacho ANEEL nº 1.106 de 20 de abril de 2020, determinou que a Parcela de Ajuste da RAP referente ao ciclo tarifário das transmissoras 2020/2021, fosse antecipada na forma de desconto no pagamento dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST), dos consumidores e distribuidoras acessantes da Rede Básica para o período de abril a junho de 2020. Segundo estimativas da ANEEL, havia um superávit de arrecadação na Rede Básica no período de junho de 2019 a junho de 2020, da ordem de R\$500.000, que formaria posteriormente na Parcela de Ajuste das Tarifas de Transmissão do ciclo 2020/2021. No entanto, a ANEEL decidiu por antecipar esses montantes, tendo na Companhia um abatimento médio mensal de R\$4.207, durante o período de três meses mencionado.

4.3.1.8 Despachos ANEEL nº 1.511 e nº 3.363

Em 26 de maio de 2020, a ANEEL decidiu manter a bandeira verde acionada até 31 de dezembro de 2020, por meio do Despacho nº 1.511. Trata-se de medida emergencial da Agência para aliviar a conta de luz dos consumidores e auxiliar o setor elétrico em meio ao cenário de pandemia da COVID-19. De acordo com análise dos técnicos da ANEEL, que também levou em conta as contribuições à consulta pública, o cenário de redução de carga e as perspectivas de geração de energia tornam possível o acionamento da bandeira verde nos próximos meses. Além disso, os custos cobertos pelas Bandeiras Tarifárias foram contemplados na Conta-covid (Nota 4.3.1.9), com o objetivo de aliviar os impactos da atual crise no setor elétrico. O Despacho nº 1.511 foi revogado e, por meio do Despacho nº 3.363 em 30 de novembro de 2020, foi fixada a bandeira tarifária Vermelha Patamar 2 com vigência no mês de dezembro de 2020.

4.3.1.9 Resolução Normativa ANEEL nº 885 - Conta-covid

Em 23 de junho de 2020, a Resolução Normativa ANEEL nº 885, aprovou a regulamentação do Decreto nº 10.350/2020 da Conta-covid. A conta foi instituída pela Medida Provisória nº 950/20, com objetivo de dar liquidez financeira ao setor e aliviar os consumidores de impactos tarifários no ano de 2020. A dinâmica da referida conta está fundamentada em antecipar ativos setoriais constituídos pelas empresas e que já seriam repassados às tarifas dos consumidores nos processos ordinários. Dessa forma, a operação garantiu o repasse desses ativos setoriais às distribuidoras, permitindo a manutenção da fluidez financeira da cadeia do setor elétrico, de maneira que, ao mesmo tempo, evitou impactos tarifários elevados aos consumidores nos processos tarifários de 2020, cujos custos da Conta-covid deverão ser diluídos num prazo de 54 meses. O total de recursos disponíveis para a operação foi de até R\$16,2 bilhões.

Em 03 de julho de 2020 a Companhia divulgou Comunicado ao Mercado informando que, em reunião do Conselho de Administração, realizado naquela data, foi decidido pela adesão ao Termo de Aceitação da Resolução Normativa nº 885/2020, referente ao Decreto nº 10.320/2020. O valor total requerido pela Companhia foi de R\$219.423, referente a Ativos Regulatórios de Parcela A, sendo os limites de recebimento calculados pela ANEEL tendo como referência os itens de mercado e inadimplência.

Os recursos da Conta-covid foram repassados à Companhia através de operação financeira sob coordenação da CCEE em 31 de julho de 2020, incorporados como componente financeiro negativo na base do Reajuste Tarifário Anual, cuja contribuição para amenizar o efeito para os consumidores foi de -6,64% (Notas 4.2 e 7.1).

4.3.2 Medidas implementadas pela Administração da EDP - Energias do Brasil

A Administração da Companhia e sua controladora vem aplicando ações a fim de assegurar a segurança de seus colaboradores. A implementação destas ações está alinhada com as orientações da OMS, do Ministério da Saúde e das entidades oficiais de saúde nos diferentes países onde o Grupo atua.

A Administração da EDP - Energias do Brasil criou um Comitê de Gestão de Crise com profissionais de diferentes áreas que implementou ações importantes para a segurança de todos, entre as quais: (i) escritórios administrativos estão em regime de trabalho home office; (ii) eletricitistas que trabalham em campo foram descentralizados em diversas bases operacionais ao longo da área de concessão da EDP em São Paulo e no Espírito Santo e realizam escalas diferenciadas de horários, além de reuniões e orientações por canais remotos; (iii) distribuição de máscaras para todos os colaboradores; (iv) antecipação da vacinação contra a gripe H1N1 para todos os colaboradores; (v) todas as viagens internacionais foram canceladas e as nacionais reduzidas ao mínimo indispensável; e (vi) comunicação interna periódica sobre o tema, por meio de newsletters, publicações na intranet e nos murais digitais internos.

As agências de atendimento presencial da Companhia reabriram a partir de 3 de agosto de 2020. Essa medida buscou evitar a aglomeração de pessoas e prevenir a disseminação da COVID-19. Neste período, todos os serviços e solicitações foram realizados de forma rápida e segura pela internet, aplicativo EDP Online ou pelo Serviço de Atendimento ao Consumidor (SAC).

Todas as medidas têm como principal objetivo assegurar a segurança dos colaboradores e de toda a população e garantir a qualidade e continuidade do fornecimento de energia, indispensável neste momento de crise.

4.3.3 Medidas adotadas pela Administração da EDP - Energias do Brasil em auxílio à sociedade

O Grupo EDP - Energias do Brasil, comprometida com seus colaboradores, clientes e população, acompanha continuamente a evolução do cenário referente a COVID-19 e está à frente de diversas iniciativas sociais, como: (i) doação de R\$6 milhões à organização social Comunitas para a compra de respiradores hospitalares, equipamentos essenciais para a sobrevivência e recuperação de pacientes graves da COVID-19, em São Paulo; (ii) destinação de R\$2,6 milhões de recursos próprios, ao lado da EDP Renováveis para apoiar iniciativas voltadas ao enfrentamento da COVID-19 em comunidades carentes de todo o Brasil; (iii) doação de R\$1 milhão para o estado do Espírito Santo, para compra de insumos de proteção individual, equipamentos e medicamentos para a Santa Casa de Misericórdia de Cachoeiro do Itapemirim; e (iv) doação de R\$130 mil em insumos hospitalares para Secretaria da Saúde do Ceará.

4.3.4 Impacto nas demonstrações financeiras

Neste cenário foram sentidos também efeitos econômicos que impactaram e deverão impactar a Companhia nos próximos períodos, cujos principais estão destacados abaixo:

4.3.4.1 Vedação da suspensão do fornecimento de energia elétrica por inadimplência

Conforme mencionado na nota 4.3.1.1, a Companhia, a partir de 1º de agosto teve parte da vedação sendo retomada, para tanto, a avaliação de perdas esperadas na Companhia efetuada anterior à COVID-19, com base no comportamento histórico da carteira de clientes, considerando individualmente as classes de tensão ajustado por previsões de condições econômicas futuras foi revisitada no período. Para tanto, efetuou análise da Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD e as premissas consideradas estão demonstradas na nota 6.6.

4.3.4.2 Sobrecontratação de energia

Com o cenário de pandemia decorrente da COVID-19, existe uma excepcional redução no mercado de distribuição de energia elétrica para o exercício de 2020, ocasionando assim, uma sobrecontratação da energia contratada. Em 18 de maio de 2020, por meio do Decreto nº 10.350 da ANEEL, esta sobrecontratação foi considerada como exposição contratual involuntária das distribuidoras de energia elétrica, restando à ANEEL a definição do cálculo do montante que será considerado como sobrecontratação involuntária.

Diante deste cenário, ainda em tratativas com a ANEEL para determinação da metodologia a ser aplicada, a Administração da Companhia estima que estes impactos da sobrecontratação involuntários devida à queda da carga em decorrência da pandemia estará em R\$29.071. No exercício, o impacto é de R\$11.779 (Nota 27.2.2.1).

4.3.4.3 Valor Justo de Ativos e Passivos Financeiros

No exercício a divulgação do MTM (*Mark-to-Market*) dos ativos e passivos financeiros, que deve refletir as condições e taxas atuais de mercado foi revisado, sem impactos relevantes, e está demonstrado na nota 27.1.1.

4.3.4.4 Benefício Pós-Emprego (BPE)

A Administração da Companhia efetuou avaliação buscando identificar o comportamento das taxas de desconto que são base para o cálculo de Benefícios Pós-Emprego (títulos públicos da modalidade Tesouro, IPCA) no exercício e entendeu que ocorreram impactos da COVID-19 nas mesmas, estando, portanto, os efeitos do recálculo do passivo demonstrados na nota 18.

5 Caixa e equivalentes de caixa

	Nota	31/12/2020	31/12/2019
Bancos conta movimento		40.575	147.303
Aplicações financeiras			
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	5.1	136.084	74.821
Fundos de investimento	5.2	134	148
		136.218	74.969
Total		176.793	222.272

Caixa e equivalentes de caixa incluem o caixa, os depósitos bancários e os investimentos de curto prazo com liquidez imediata, que são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa, com baixo risco de variação no valor de mercado, sendo demonstrados ao custo acrescido de juros auferidos até a data do balanço que equivalem ao valor justo. As aplicações financeiras possuem opção de resgate antecipado dos referidos títulos, sem penalidades ou perda de rentabilidade.

O cálculo do valor justo das aplicações financeiras é baseado nas cotações de mercado do papel ou informações de mercado que possibilitem tal cálculo, levando-se em consideração as taxas futuras de papéis similares. No caso dos fundos de investimento, o valor justo está refletido no valor de sua cota.

Conforme políticas da Administração, as aplicações são consolidadas por contraparte e por *rating* de crédito de modo a permitir a avaliação de concentração e exposição de risco de crédito. Esta exposição máxima ao risco também é medida em relação ao Patrimônio líquido da Instituição Financeira. Em se tratando do fundo de investimento, não há concentração de risco em um único banco administrador ou gestor, tendo em vista que o risco é pulverizado nos ativos da carteira.

A exposição da Companhia a riscos de taxas de juros, de crédito, e uma análise de sensibilidade para ativos e passivos financeiros são divulgadas na nota 27.

5.1 Certificados de Depósitos Bancários - CDB

As aplicações financeiras em CDBs estão remuneradas a taxas que variam entre 97,00% e 103,25% do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

5.2 Fundos de investimento

A partir de janeiro de 2018 a Companhia constituiu um Fundo de Investimento Restrito denominado "Discos Renda Fixa Fundo de Investimento Longo Prazo", administrado pelo Itaú Unibanco S.A., com o objetivo de diversificar as opções de aplicações financeiras além de obter maior eficiência e melhor rentabilidade com menor nível de risco. Esse investimento não atende o critério de consolidação uma vez que esses investimentos não são exclusivos e possuem outros investidores participantes.

Este fundo possui liquidez diária e remuneração pós-fixada com sua carteira de ativos atrelada a Letras Financeiras do Tesouro – LFT, emitidas pelo Governo Brasileiro, ou Operações compromissadas lastreadas em Títulos Públicos Federais, considerados de baixíssimo risco e com alta liquidez. As cotas do fundo estão custodiadas junto ao administrador.

As operações compromissadas lastreadas em Títulos Públicos Federais são classificadas como Equivalentes de caixa, uma vez que possuem liquidez imediata com o emissor.

A rentabilidade do fundo no exercício é equivalente a 55,48% do CDI.

6 Consumidores e concessionárias

	Nota	Valores correntes					PECLD (Nota 6.6)	Valores renegociados					Saldo líquido em 31/12/2020	Saldo líquido em 31/12/2019
		A vencer		Vencidos				A vencer		Vencidos				
		Até 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias		Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias	PECLD (Nota 6.6)		
Circulante														
Consumidores	6.1													
Fornecimento faturado														
Residencial		105.650	104.946	14.348	32.671	112.703	(117.050)	7.910	17.708	5.450	29.488	(40.083)	273.741	237.944
Industrial		33.782	8.147	1.440	4.288	15.932	(6.479)	1.822	3.869	849	7.601	(2.177)	69.074	58.473
Comércio, serviços e outras atividades		68.658	24.028	3.775	14.170	38.509	(37.969)	3.826	6.738	1.985	8.520	(11.266)	120.974	104.208
Rural		39.259	19.663	4.053	7.634	26.973	(27.009)	3.011	4.728	1.223	4.001	(6.414)	77.122	80.121
Poder público														
Federal		2.987	703	15	61	98	(221)	7		95	4	(13)	3.736	5.630
Estadual		6.736	395	10	118	211	(427)	63			11	(11)	7.128	5.923
Municipal		10.040	1.878	378	527	1.394	(812)	524	116	39	5	(82)	14.007	15.571
Iluminação pública		21.230	769	537	312	577		647	2.814	142	2.295		29.323	35.972
Serviço público		13.225	111	125	145	295	(224)	357	181	36	30	(55)	14.226	15.054
Serviços Cobráveis		517	378	147	733	2.155	(1.923)						2.007	2.569
Fornecimento não faturado	6.2	158.712					(1.864)						156.848	111.968
(-) Arrecadação em processo de reclassificação		(8.502)											(8.502)	(13.457)
Outros créditos	6.3	28.573											28.573	28.573
		480.867	161.018	24.828	60.659	198.847	(193.978)	18.167	36.176	9.819	51.955	(60.101)	788.257	688.549
Concessionárias														
Suprimento de energia elétrica	6.4	274											274	11.948
Encargos de uso da rede elétrica		5.232											5.232	3.858
Outros créditos		16.782											16.782	17.617
		22.288	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22.288	33.423
Total Circulante		503.155	161.018	24.828	60.659	198.847	(193.978)	18.167	36.176	9.819	51.955	(60.101)	810.545	721.972

	Nota	Corrente vencida		Renegociados a vencer		Saldo líquido em 31/12/2020	Saldo líquido em 31/12/2019
		Mais de 360 dias	PECLD (Nota 6.6)	Mais de 360 dias	PECLD (Nota 6.6)		
Não circulante							
Consumidores							
Fornecimento faturado							
Residencial				12.111	(8.497)	3.614	6.482
Industrial	6.3	(693)		1.674	(140)	1.534	2.507
Comércio, serviços e outras atividades				7.419	(5.416)	2.003	3.577
Rural				2.433	(1.218)	1.215	2.138
Poder público							
Municipal				9		9	-
Iluminação pública				3.350		3.350	6.138
(-) Ajuste a valor presente	6.5			(1.185)		(1.185)	(3.415)
Total Não circulante		693	(693)	25.811	(15.271)	10.540	17.427

Os saldos de Consumidores e concessionárias são reconhecidos inicialmente ao valor justo, pelo valor faturado ou a ser faturado, e subsequentemente mensurados pelo custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, ajustados ao valor presente e deduzidas das reduções ao valor recuperável, quando aplicável, incluindo os respectivos impostos diretos de responsabilidade tributária da Companhia.

O saldo de Concessionárias refere-se à: (i) concessionárias revendedoras e empresas comercializadoras, bem como a receita referente à energia consumida e não faturada; e (ii) valores a receber relativos à energia comercializada e encargos na CCEE.

O prazo mínimo para o vencimento das faturas junto aos Consumidores das classes residencial, industrial, rural e comercial é de 5 dias úteis. Quando se tratar de consumidores das classes de poder público, iluminação pública e serviço público, o prazo mínimo para o vencimento é de 10 dias úteis. Contudo, a Companhia oferece aos consumidores a opção de alteração da data de vencimento da fatura (6 opções de datas) ao longo do mês.

6.1 Consumidores

O aumento observado deve-se substancialmente a classe residencial, onde ocorreu expansão do número de clientes em 2020 decorrente principalmente das medidas de isolamento social, incentivadas como medidas de prevenção da COVID-19 (Nota 4.3), principalmente no segundo semestre do exercício, que influenciaram a população a se manterem em suas casas, resultando no aumento do consumo da classe.

6.2 Fornecimento não faturado

O aumento do fornecimento não faturado é observado devido às flexibilizações na medição de Consumidores Livres em atendimento à Resolução ANEEL nº 863/2019, que aprimora os procedimentos de medição e leitura para acessantes conectados ao sistema de distribuição, atrelada a entrada da bandeira-vermelha (Nota 4.3.1.8) em dezembro de 2020.

6.3 Outros créditos - Consumidores

Do saldo em 31 de dezembro de 2020 e 2019 de R\$28.573, R\$27.415 (R\$27.415 em 31 de dezembro de 2019) refere-se ao saldo de Encargos de Capacidade Emergencial - ECE, vigente de março de 2002 a janeiro de 2006, e Encargos de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial - EAEEE, vigente em janeiro e fevereiro de 2004, que estão sob discussão judicial. Considerando que estes valores constituem um montante a repassar à Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE, a Companhia possui um passivo em 31 de dezembro de 2020 no valor de R\$28.553 (R\$28.546 em 31 de dezembro de 2019) (Nota 19).

6.4 Suprimento de energia elétrica

A redução de R\$11.135 refere-se principalmente aos contratos associados ao Mecanismo de Venda de Excedentes - MVE, que não apresentaram renovação no exercício de 2020.

6.5 Ajuste a valor presente

O ajuste a valor presente, regulamentado pelo CPC 12, foi calculado com base na taxa de remuneração de capital, aplicada pela ANEEL nas revisões tarifárias da Companhia. Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado. Em 31 de dezembro de 2020 e 2019 a taxa corresponde a 12,26% a.a., afetando positivamente o resultado do exercício em R\$2.230 (R\$3.992 em 2019) (Nota 24).

6.6 Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD

A PECLD foi 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 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, sendo segregada pelo consumo regular e irregular. Para a PECLD dos recebíveis renegociados, os percentuais são aplicados com base nos vencimentos originais de cada documento renegociado.

	Saldo em 31/12/2019	PECLD esperada	Revisão de risco (*)	Resultado de perdas	Saldo em 31/12/2020
		Para dos próximos 12 meses	PECLD		
Consumidores					
Residencial	(131.279)	(33.081)	(2.380)	1.110	(165.630)
Industrial	(12.550)	(1.644)	2.634	2.071	(9.489)
Comércio, Serviços e Outras Atividades	(42.501)	(8.823)	(3.738)	411	(54.651)
Rural	(23.919)	(8.087)	(2.381)	(254)	(34.641)
Poder Público	(1.594)	(197)	151	74	(1.566)
Iluminação Pública	-	-	40	(40)	-
Serviço Público	(221)	(216)	158		(279)
Serviços Cobráveis	(1.120)		(803)		(1.923)
Não faturado	(941)	(923)			(1.864)
Total	(214.125)	(52.971)	(6.319)	3.372	(270.043)
Circulante	(195.096)				(254.079)
Não circulante	(19.029)				(15.964)

(*) A matriz de risco é avaliada anualmente, no entanto, o estudo poderá ser reavaliado caso a PECLD se comporte diferente do resultado esperado.

Com base nos estudos realizados pela Companhia, segue abaixo os percentuais de perdas esperadas, segregadas por classe de consumo, aplicados quando do reconhecimento inicial dos recebíveis:

	PECLD esperada									
	31/12/2020						31/12/2019			
	Consumo regular		Consumo irregular				Consumo regular		Consumo irregular	
	Baixa tensão	Média e Alta tensão	Clientes ativos		Demais clientes		Baixa tensão	Média e Alta tensão	Baixa tensão	Média e Alta tensão
				Baixa tensão	Média e Alta tensão	Baixa tensão				
Consumidores	Reapresentado (*)									
Residencial	1,69%	n/a	13,01%	n/a	33,41%	n/a	1,11%	n/a	25,90%	n/a
Industrial	1,77%	n/a	27,28%	7,37%	24,92%	17,28%	1,20%	0,11%	34,53%	30,85%
Comércio, Serviços e Outras Ati	1,02%	0,46%	20,79%	n/a	21,84%	n/a	0,66%	0,33%	31,41%	n/a
Rural	1,84%	0,01%	10,94%	n/a	23,56%	n/a	1,15%	0,34%	16,23%	1,22%
Poder Público	0,16%	n/a	24,75%	n/a	28,12%	n/a	0,07%	0,01%	26,65%	n/a
Iluminação Pública	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Serviço Público	0,08%	0,18%	n/a	n/a	n/a	n/a	0,14%	0,05%	n/a	n/a

(*) Refere-se a retificação dos percentuais de consumo regular apresentados nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2019.

Apesar da Resolução Normativa da ANEEL nº 878 (Nota 4.3.1.1) que estendeu até julho, entre outros, o prazo de 30 para 120 dias para suspensão de energia de consumidor cativo inadimplente e mantém a suspensão para clientes classificados como Baixa Renda, a referida resolução não extingue o débito, prevendo inclusive a cobrança de juros de mora e multa, no caso de atraso.

Para fins de PECLD, relativo aos efeitos da COVID-19 para a Companhia (Nota 4.3.4.1), até que se tenham dados observáveis suficientes para atualizar a expectativa de recebimentos futuros dos faturamentos ocorridos durante o exercício de 2020, a Administração da Companhia adotou, complementar aos critérios citados acima, as seguintes premissas de mensuração:

- A aplicação mensal de matriz de inadimplência para o cenário 2020, com bases em análises de arrecadação;
 - Período de carência entre perdas esperadas e a aplicação da matriz, passou a ser de 4 meses;
 - Revisão do risco de crédito do consumo irregular, com base nas informações históricas de clientes;
 - Atualização do risco de crédito pelo cenário econômico atual considerando projeção dos parâmetros do indicador de inadimplência do Banco Central;
 - Alongamento de toda a carteira de recebíveis do período de arrecadação de 48 para 60 meses, que representa o prazo máximo regulatório para cobrança dos clientes, já que se espera um maior prazo para a recuperabilidade dos recebíveis.
- A exposição da Companhia a riscos de crédito está divulgada na nota 27.2.4.

7 Ativos e passivos financeiros setoriais

	Saldo em 31/12/2019	Apropriação	Amortização (I)	Atualização monetária	Recebimento- Conta-covid (viii)	Transferência	Saldo em 31/12/2020	Valores em amortização		Valores em constituição				Indeterminado (**)
								Circulante	Não circulante	IRT (*) 2020	IRT (*) 2021	IRT (*) 2022	IRT (*) 2023	
CVA														
Compra de energia (ii)	124.384	(79.997)	(145.746)	5.737	(52.261)	135.437	(12.446)	3.031	(15.477)	(7.773)	25.932	(30.605)		
Custo da Energia de Itaipu (iii)	97.375	189.274	(32.940)	1.497	(144.337)	1.715	112.584	39.421	73.163	(12.838)	125.422			
PROINFRA	3.193	(5.452)	(2.758)	(59)	5.574	(44)	454	(72)	526	(448)	902			
Transporte Rede Básica	36.294	30.297	(3.473)	919	(37.615)	1.224	27.646	9.637	18.009	(3.226)	30.872			
Transporte de Energia - Itaipu	4.086	4.205	(1.906)	118	(3.510)	189	3.182	1.341	1.841	27	3.155			
Encargos de Serviço do Sistema - ESS / Encargos de Energia de Reserva - EER (iv)	(80.032)	(24.807)	54.873	(1.630)	81.820	(4.934)	25.290	13.196	12.094	4.557	20.733			
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (v)	18.990	88.484	(18.945)	1.738	(69.095)	(259)	20.913	12.590	8.323	6.645	14.268			
	204.290	202.004	(150.895)	8.320	(219.424)	133.328	177.623	79.144	98.479	(13.056)	221.284	(30.605)	-	-
Itens financeiros														
Sobrecontratação de energia (vi)	(34.595)	33.115	23.640	524			22.684	3.681	19.003	(9.892)	32.576			
Neutralidade da Parcela "A"	(15.565)	1.268	15.420	334			1.457	10.790	(9.333)	17.871	(16.995)	581		
Ultrapassagem de demanda e Excedente de reativos	(94.164)	(26.618)	27.793	(2.823)			(95.812)	(16.661)	(79.151)	(16.661)	(23.565)	(27.793)	(27.793)	
Previsão de Risco Hidrológico - Antecipação (vii)	-	(119.246)	108.227	(1.492)		(109.562)	(122.073)	(77.973)	(44.100)	(58.837)	(63.236)			
Outros	9.337	79.864	(9.352)	5.796		(23.766)	61.879	35.820	26.059	28.491	34.901	(1.513)		
	(134.987)	(31.617)	165.728	2.339	-	(133.328)	(131.865)	(44.343)	(87.522)	(39.028)	(36.319)	(28.725)	(27.793)	-
PIS e COFINS														
PIS/ COFINS Nota Técnica nº 115/04	27.062		19.878				46.940		46.940			46.940		
Exclusão do ICMS da base de PIS e COFINS (Nota 8.3.1)	(737.962)		65.213	(15.484)			(688.233)	(93.923)	(594.310)					(688.233)
	(710.900)	-	85.091	(15.484)	-	-	(641.293)	(93.923)	(547.370)	-	-	46.940	-	(688.233)
Total	(641.597)	170.387	99.924	(4.825)	(219.424)	-	(595.535)	(59.122)	(536.413)	(52.084)	184.965	(12.390)	(27.793)	(688.233)
Ativo Circulante	132.595						133.827	133.827						
Ativo Não circulante	76.938						121.642		121.642					
Passivo Circulante							192.949	192.949						
Passivo Não circulante	851.130						658.055		658.055					

(*) IRT - Índice de Reposicionamento Tarifário.

(**) Aguarda minuta da ANEEL sobre procedimentos para devolução aos consumidores.

A receita da Companhia é, basicamente, composta pela venda da energia elétrica e pela entrega (transporte) da mesma por meio do uso da infraestrutura (rede) de distribuição. As receitas das concessionárias são afetadas pelo volume de energia entregue e pela tarifa. A tarifa de energia elétrica é composta por duas parcelas que refletem a composição da sua receita:

- Parcela "A" (custos não gerenciáveis): esta parcela deve ser neutra em relação ao desempenho da entidade, ou seja, os custos incorridos pelas distribuidoras, classificáveis como Parcela "A", são integralmente repassados ao consumidor ou suportados pelo Poder Concedente; e
- Parcela "B" (custos gerenciáveis): é composta pelos gastos na infraestrutura de distribuição e respectivo retorno pelo investimento e gastos com a operação e a manutenção. Essa parcela é aquela que efetivamente afeta o desempenho da entidade, pois possui risco intrínseco do negócio por não haver garantia de neutralidade tarifária.

Os ativos e passivos financeiros setoriais referem-se aos valores originados da diferença entre os custos previstos pela ANEEL e incluídos na tarifa no início do período tarifário (Parcela "A"), e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito incondicional da Companhia receber caixa do Poder Concedente nos casos em que os custos previstos são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos previstos são superiores aos custos efetivamente incorridos. São segregados entre ativo e passivo de acordo com o cronograma de homologação nas tarifas pela ANEEL nos próximos processos tarifários.

Nos reajustes tarifários a ANEEL recalcula os montantes efetivamente faturados e arrecadados, conforme regulamentações vigentes, com o objetivo de garantir a liquidação financeira desses montantes, sem prejuízo ao equilíbrio econômico-financeiro da concessão, reduzindo o risco de perdas a valores imateriais.

São homologados anualmente pela ANEEL e incorporados à tarifa de energia por meio de Reajustes ou Revisões Tarifárias que, na Companhia, ocorrem em 7 de agosto.

Os valores que compõem os ativos e passivos financeiros setoriais são:

• **Conta de Compensação de Variação dos Valores de Itens da Parcela "A" – CVA:** É composta da variação dos custos com a aquisição da energia elétrica, de conexão e de transmissão, além dos encargos setoriais. A CVA deve ser neutra em relação ao desempenho da Companhia, ou seja, as variações apuradas são integralmente repassadas ao consumidor ou suportadas pelo Poder Concedente; e

• **Itens financeiros:** Referem-se a outros componentes financeiros que se constituem em direitos ou obrigações que também integram a composição tarifária, dentre eles: Sobrecontratação de energia; Neutralidade dos encargos setoriais; e a Exposição financeira no mercado de curto prazo por diferença de preços entre Submercados.

O processo de amortização se dá de forma mensal e corresponde ao recebimento/devolução por meio da aplicação das tarifas vigentes, homologadas nos últimos eventos tarifários. Para os Itens financeiros, os valores de amortização mensais correspondem a 1/12 avos dos montantes totais homologados pela ANEEL. Para a CVA, a amortização mensal é efetuada de acordo com a curva de mercado. Os valores em constituição referem-se à diferença entre os custos incorridos e os constantes na tarifa até a data do fechamento do mês de referência, a serem homologados nos próximos processos tarifários.

7.1 Efeitos relevantes no exercício

O total de passivos setoriais líquidos dos ativos, em 31 de dezembro de 2019 somava um valor de R\$209.533, sendo que o total de passivos setoriais líquido dos ativos em 31 de dezembro de 2020 soma um valor de R\$255.469. A variação no exercício no montante de R\$45.936 foi causada pelos seguintes motivos:

(i) Amortização: No exercício, foi repassado aos consumidores no faturamento de energia o montante de R\$99.924 referente a passivos setoriais líquidos homologados pela ANEEL.

(ii) Compra de Energia: A variação da apropriação referente aos valores de Compra de Energia deve-se a uma conjuntura de sazonalidade associada a um cenário energético mais otimista, influenciado pelos impactos da pandemia na redução de demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), em que principalmente os custos do Despacho Termoeletrico apresentaram-se inferiores no período em análise, com relação ao cenário médio previsto para o ano tarifário da Companhia.

(iii) Custo da energia de Itaipu: Os custos de energia elétrica de Itaipu atribuídos mensalmente às distribuidoras são valorados de acordo com o câmbio do dólar. No processo tarifário de 2019 da Companhia, realizado no início de agosto de 2019, foi considerada uma premissa de R\$3,79 para a definição da cobertura tarifária. Essa cobertura foi atualizada quando do processo tarifário de 2020, a partir de 07 de agosto, para a premissa de R\$5,33, refletindo numa aproximação dos valores considerados nas tarifas dos consumidores e valores os pagos mensalmente. Nesse sentido, a variação da apropriação da Companhia no período em análise foi impactada por conta do câmbio do dólar. Além disso, outro fator que explica a variação verificada decorre da metodologia de cálculo da CVA, em que se compara mensalmente o preço da energia de Itaipu, assim como o preço dos demais contratos de energia com a Tarifa Média de Cobertura (TMC). A TMC é uma média ponderada dos preços dos contratos de energia da Companhia previstos para o seu ano tarifário. Portanto, o preço de energia de Itaipu verificado no período foi superior à TMC, resultando na formação de um ativo regulatório.

(iv) Encargos de Serviço do Sistema - ESS / Encargos de Energia de Reserva - EER: Os custos do ESS/EER atribuídos à Companhia no período em análise se mostraram superiores aos montantes previstos de cobertura tarifária, em decorrência dos valores verificados de PLD (usado como parâmetro de valoração da Energia de Reserva no Mercado de Curto Prazo). O principal fator responsável pelo aumento do PLD no 4º trimestre de 2020 foi a redução de aflúências do Sistema Interligado Nacional (SIN). Ao longo de 2020, considerando um cenário energético mais favorável e a influência da pandemia da COVID-19 (Nota 4.3) sobre a demanda de energia elétrica do SIN, os valores de PLD apresentaram-se em patamares menores, fazendo com que houvesse necessidade de complementação da Conta de Energia de Reserva (CONER) por meio do pagamento das distribuidoras. Portanto, os custos verificados no período em análise estiveram em linha com a cobertura tarifária, sendo que o saldo de apropriação verificado em 2020 é decorrente principalmente do primeiro semestre do ano. No Recebimento da Conta foram considerados ainda os efeitos do Despacho ANEEL nº 986/2020, o qual determinou o repasse às distribuidoras dos recursos financeiros disponíveis no fundo de reserva para alívio futuro de encargos (Nota 4.3.1.5).

(v) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE: A Resolução Homologatória ANEEL nº 2.644 de 2019 homologou os montantes de quotas da CDE para o ano de 2020, que, com relação ao ano anterior, os montantes de responsabilidade da Companhia (CDE USO) aumentaram em média 24%. Dessa forma, a partir de janeiro de 2020 a Companhia passou a apresentar um déficit tarifário em decorrência do descasamento entre a cobertura tarifária e os novos montantes pagos à CDE. Esse déficit tarifário compôs a CVA, cujos montantes foram revertidos no processo tarifário de 2020, e desde então houve equilíbrio entre pagamento e cobertura tarifária.

(vi) Sobrecontratação de energia: A sobrecontratação de energia foi influenciada, majoritariamente, pela mudança de cenário previsto para 2020, muito impactado pela crise da COVID-19 (Nota 4.3). A queda de carga, aliados a um cenário hidrológico favorável, reduziu significativamente o preço do mercado de curto prazo (PLD), e intensificou o resultado negativo dessa energia frente ao custo de aquisição de energia (PMIX) da Companhia.

Em adição à Resolução Normativa nº885, está sendo concluída a Consulta Pública ANEEL nº 35, instaurada para aprimoramento de mecanismos relativos à reequilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, advindos da elevação de custos e frustração de receitas originado do estado de calamidade pública determinado pelo Decreto Legislativo nº6 em decorrência da pandemia da COVID-19 (Nota 4.3.1.9).

A Companhia reconhece seus ativos e passivos financeiros setoriais com base no OCPC 08 - Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica, emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade, de modo que os registros dos ativos e passivos financeiros originados das diferenças apuradas de itens da Parcela A e outros componentes financeiros em cada período contábil apresentam como contrapartida a rubrica de receita de venda de bens e serviços, no resultado do período, considerando a melhor estimativa da Companhia quanto ao montante financeiro a ser realizado como decorrência do cumprimento integral da obrigação de performance completada no período, considerando todos os fatos e circunstâncias existentes que suportam a transação.

A Administração da EDP - Energias do Brasil contratou opinião legal externa quanto ao reequilíbrio econômico, o que demonstra a existência de um direito à cobertura de receita para mitigar os efeitos econômicos inerentes a crise da COVID-19, por se tratar de evento extraordinário. Entretanto, enquanto não for concluída a consulta pública da referida Resolução para estabelecer parâmetros regulatórios que orientem a precificação de tais direitos regulatórios, estes são considerados contabilmente como "ativos contingentes" e, portanto, tais direitos não são por ora reconhecidos contabilmente.

Em referência ao Despacho nº 2.508/2020 emitidos pelas Superintendências de Regulação de Mercado (SRM) e Gestão Tarifária (SGT), no qual publicou os montantes de involuntariedade das sobrecontratações dos anos de 2016 e 2017, a Companhia e a ABRADÉE interpuseram Recursos Administrativos com o objetivo de: (a) revisar o critério utilizado pelas Superintendências na apuração do máximo esforço, de maneira a reconhecer a voluntariedade na sobrecontratação do ano de 2017, conforme regulamentação vigente; e (b) solicitar a suspensão dos efeitos do referido Despacho, enquanto não for apreciado o mérito dos recursos. No que compete à revisão do critério do máximo esforço, a ANEEL deverá avaliar o mérito dos Recursos Administrativos apresentados, cuja decisão competirá à Diretoria Colegiada da Agência. Com relação ao segundo ponto, a diretoria da ANEEL emitiu o Despacho nº 2.897/2020 negando a concessão de efeito suspensivo aos Recursos Administrativos. Portanto a Companhia espera decisão favorável nesse processo, expectativa essa corroborada por opinião legal externa contratada pela ABRADÉE.

Por fim, vale ressaltar que no Reajuste Tarifário de 2018 da Companhia, a Diretoria Colegiada da ANEEL optou por antecipar o tratamento tarifário da sobrecontratação da mesma como voluntária para os exercícios de 2016 e 2017, a partir de pleito regulatório interposto pela Companhia, conforme decisão exarada na 28ª Reunião de Diretoria ANEEL de 2018 e aprovação da Resolução Homologatória nº2432/2018.

(vii) Previsão de Risco Hidrológico – Antecipação: Trata-se de um componente financeiro definido nos processos tarifário da Companhia, cujo objetivo é constituir uma cobertura tarifária para os custos incorridos com o Risco Hidrológico das usinas do regime de Cotas de Garantia Física, usina de Itaipu e as usinas com CCEAR que repactuaram o Risco Hidrológico. Essa rubrica de custos é incorporada no mecanismo da Contra Centralizadora das Bandeiras Tarifárias (CCRBT). Nesse sentido, os valores em apropriação no período em análise referem-se ao componente financeiro faturado dos consumidores, formando-se um passivo setorial e que será revertido no processo tarifário seguinte distribuidora, momento em que haverá a consideração de uma nova previsão do Risco Hidrológico, com base no GSF (*Generation Scaling Factor*) e no PLD teto da Bandeira Verde.

(viii) Recebimento Conta-covid (Despacho nº 2.177 de 24 de julho de 2020): A Resolução Normativa ANEEL nº 885/2020 (Nota 4.3.1.9) aprovou a regulamentação da Conta-covid, instituída pelo Decreto nº 10.350/2020. A Conta-covid constitui fundo setorial destinado a obter recursos para o enfrentamento do setor elétrico à crise ocasionada pela pandemia da COVID-19 (Nota 4.3), permitindo a fluidez financeiro da cadeia de valor, assim como para aliviar impactos tarifários aos consumidores de energia elétrica. A dinâmica do fundo setorial está baseada em antecipar Ativos Regulatórios constituídos pelas empresas de distribuição de energia elétrica e que já seriam repassados às tarifas dos consumidores em processos ordinários. Dessa forma, a operação de crédito garante o repasse desses ativos regulatórios às distribuidoras, em que ao mesmo tempo, evitará impactos tarifários expressivos aos consumidores no ano de 2020. Nesse sentido, para a Companhia, o Despacho ANEEL nº 2.177/2020 e o Despacho ANEEL nº 2.353/2020, definiram o montante total de R\$219.423 que foram repassados da Conta-covid à Companhia, cuja apropriação contábil reflete na formação de um passivo regulatório, de maneira a fazer frente aos demais ativos regulatórios constituídos.

8 Imposto de renda, Contribuição social e Outros tributos

	Nota	Saldo em 31/12/2019	Adição	Atualização monetária	Adiantamentos / Pagamentos	Compensação de tributos	Transferência	Saldo em 31/12/2020
Ativos compensáveis								
Imposto de renda e contribuição social a compensar	8.1	42.481	-	662	91.265	-	(72.978)	61.430
Total Circulante		42.481	-	662	91.265	-	(72.978)	61.430
Outros tributos compensáveis								
ICMS	8.2	59.573	15.373	728	-	-	(6.336)	69.338
PIS e COFINS	8.3	730.329	237.870	14.977	-	(167.016)	(237.523)	578.637
IRRF sobre aplicações financeiras		3.388	2.044	-	-	-	(846)	4.586
IR/CS retidos sobre faturamento		1.335	2.045	-	-	-	(1.395)	1.985
Outros		4.098	1.919	-	11	-	-	6.028
Total		798.723	259.251	15.705	11	(167.016)	(246.100)	660.574
Circulante		203.963	-	-	-	-	-	194.925
Não circulante		594.760	-	-	-	-	-	465.649
Passivos a recolher								
Imposto de renda e contribuição social a recolher		-	99.874	298	(20.758)	-	(75.219)	4.195
Total Circulante		-	99.874	298	(20.758)	-	(75.219)	4.195
Outros tributos a recolher								
ICMS	8.4	94.882	1.065.963	-	(1.043.517)	-	(6.336)	110.992
PIS e COFINS	0	38.314	399.805	-	-	(156.364)	(237.337)	44.418
Tributos sobre serviços prestados por terceiros		2.588	22.713	-	(22.559)	-	-	2.742
IRRF sobre juros s/ capital próprio	8.5	10.652	9.302	-	-	(10.652)	-	9.302
Parcelamentos	8.6	116.124	-	2.893	(11.138)	-	11	107.890
Encargos com pessoal		4.368	44.825	-	(43.569)	-	-	5.624
Outros		196	241	-	(163)	-	(197)	77
Total		267.124	1.542.849	2.893	(1.120.946)	(167.016)	(243.859)	281.045
Circulante		161.745	-	-	-	-	-	184.298
Não circulante		105.379	-	-	-	-	-	96.747

Conforme requerido pelo CPC 32 - Tributos sobre o Lucro, a Companhia apresenta os impostos e contribuições sociais correntes ativos e passivos, pelo seu montante líquido quando: (i) compensáveis pela mesma autoridade tributária; e (ii) a legislação tributária permitir que a Companhia pague ou compense o tributo em um único pagamento ou compensação.

8.1 Imposto de renda e contribuição social - Ativos Compensáveis

Em relação ao Imposto de renda e contribuição social, a Companhia apurou um crédito de R\$113.001, sendo o saldo atualizado, líquido das compensações até 31 de dezembro de 2020 o montante de R\$ 464.

8.2 ICMS - Ativo Compensável

Do saldo a compensar de R\$69.338 (R\$59.573 em 31 de dezembro de 2019), R\$12.656 (R\$10.095 em 31 de dezembro de 2019) são Circulante e R\$56.682 (R\$49.478 em 31 de dezembro de 2019) são Não circulante. Do montante total, R\$64.332 (R\$56.184 em 31 de dezembro de 2019) referem-se a créditos de ICMS decorrente de aquisição de bens que, de acordo com o parágrafo 5º do artigo 20 da Lei Complementar nº 87/96, são compensados à razão de 1/48 avos por mês.

8.3 PIS e COFINS

8.3.1 Exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS

Em 3 de abril de 2019 a Companhia obteve o trânsito em julgado com decisão favorável em processo judicial, no qual foi reconhecido o direito de excluir os valores do ICMS próprio da base de cálculo do PIS e da COFINS, bem como, de reaver valores recolhidos anteriormente. A Receita Federal deferiu o pedido de habilitação dos créditos. Com relação ao tratamento tarifário, a Companhia formulou consulta à ANEEL e recebeu resposta por meio do Ofício nº 392/2019 em 19 de novembro de 2019, com a orientação de que a agência, por meio de suas áreas técnicas, está analisando a melhor forma do repasse dos valores recuperados às tarifas homologadas aos consumidores das Concessionárias. Em 17 de março de 2020, a ANEEL abriu a Tomada de Subsídios nº 5/2020 buscando obter subsídios por meio de "Participação Social", para a formulação de sua manifestação quanto ao tratamento a ser dado pelas distribuidoras de energia elétrica aos créditos tributários decorrentes desses processos judiciais.

Em 28 de julho de 2020, por meio da carta CT-EDP-ES-27/2020, a Companhia solicitou a consideração da antecipação da reversão dos créditos decorrentes da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS, como componente financeiro negativo extraordinário a ser compensado do montante total habilitado pela Receita Federal do Brasil. Em 03 de agosto de 2020, a Superintendência de Gestão Tarifária – SGT, por meio da Nota Técnica nº 138/2020-SGT/ANEEL, consolidou o cálculo do Reajuste Tarifário Anual - RTA de 2020 da Companhia, nas tarifas aplicadas aos consumidores a partir de 07 de agosto de 2020 (Nota 4.2). O montante reconhecido na rubrica de passivos financeiros setoriais (Nota 7) refere-se ao valor principal atualizado monetariamente.

A movimentação dos referidos valores, está em conformidade com a Solução de Consulta da RFB nº 13/2018, incluindo atualização monetária e compensação em 31 de dezembro de 2020, demonstrado a seguir:

	Principal	Atualização	(-) Compensação	Total
Exclusão do ICMS próprio na base de cálculo do PIS e da COFINS	555.006	197.932	(180.811)	572.127
	555.006	197.932	(180.811)	572.127

8.4 ICMS - Passivo a Recolher

Refere-se ao ICMS a recolher incidente sobre as faturas de energia elétrica.

8.5 IRRF sobre Juros Sobre Capital Próprio

Refere-se ao Imposto de Renda Retido na Fonte da Companhia, à alíquota de 15%, incidente sobre os valores pagos aos acionistas a título de Juros sobre o Capital Próprio conforme legislação. O saldo em 31 de dezembro de 2020 de R\$9.302 é relativo ao IRRF sobre JSCP deliberado no exercício de 2020 a ser liquidado em janeiro de 2021.

8.6 Parcelamentos

8.6.1 REFIS

Em 2009 a Companhia formalizou junto à Receita Federal do Brasil - RFB a adesão ao programa de redução e parcelamento de tributos federais, conforme a Lei nº 11.941/09 - "REFIS IV". Em 30 de setembro de 2011, a Companhia procedeu à consolidação dos débitos incluídos no parcelamento. Segue abaixo o montante e a relação dos tributos parcelados:

Parcelamentos - REFIS	Principal	Multa	Juros	Encargos	Total de Parcelamento	Conversão em renda	Valor de adesão - REFIS
COFINS	2.925	585	2.681		6.191		6.191
CSLL	4.442	888	4.093	1.885	11.308	3.742	15.050
INSS	8.548	3.021	10.256	670	22.495	10.822	33.317
IRPJ/ IRRF	4	1	8		13	5.257	5.270
Multa		223	192		415	190	605
	15.919	4.718	17.230	2.555	40.422	20.011	60.433
Redução Programa REFIS							(11.578)
Utilização Base Negativa/ Prejuízo Fiscal							(12.099)
Total							36.756

8.6.2 Programa Especial de Regularização Tributária - PERT

Em decorrência da apuração de débitos originados do recálculo dos tributos sobre os ativos e passivos setoriais, a Companhia aderiu, em agosto de 2017, ao Programa Especial de Regularização Tributária (PERT).

Dentre as opções oferecidas para o parcelamento, a Companhia aderiu à opção de pagamento à vista e em espécie de 20% do valor da dívida consolidada, sem redução, em 5 parcelas mensais e sucessivas, vencíveis de agosto a dezembro de 2017, e o restante parcelado em 145 parcelas mensais e sucessivas, vencíveis a partir de janeiro de 2018, com redução de 80% dos juros de mora e de 50% das multas de mora, de ofício ou isoladas.

Em 31 de dezembro de 2020 restam 109 parcelas de R\$919 atualizáveis mensalmente pela SELIC acrescidas de 1%.

Segue abaixo o montante e a relação dos tributos parcelados:

Parcelamentos - PERT	Principal	Multa	Juros	Total de Parcelamento
PIS	9.572	1.914	2.610	14.096
COFINS	50.465	10.093	12.050	72.608
CSLL	19.606	3.921	5.198	28.725
IRPJ/ IRRF	43.788	8.758	11.214	63.760
	123.431	24.686	31.072	179.189
Redução Programa PERT				(29.760)
Total				149.429

8.6.3 Movimentação dos parcelamentos

	REFIS (*)	PERT	Total
Valor de adesão	36.756	149.429	186.185
Diferença REFIS/PERT		(1.225)	(1.225)
Atualização de Juros - Consolidação 2011	2.715		2.715
Ativo a compensar	3.640		3.640
Depósito Judicial a favor da Companhia	17.284		17.284
Conversão em renda a favor da União	(18.382)		(18.382)
Pagamento	(36.079)	(67.747)	(103.826)
Atualização	5.964	18.427	24.391
Reversão de atualização da conversão em renda	(2.892)		(2.892)
Saldos em 31 de dezembro de 2020	9.006	98.884	107.890

(*) O saldo do REFIS em 31 de dezembro de 2020 de R\$9.006 (R\$9.099 em 31 de dezembro de 2019) possui depósitos judiciais no montante de R\$23.113 (R\$23.153 em 31 de dezembro de 2019), os quais aguardam conversão em renda da União (conforme artigo 32 da Portaria PGFN/RFB nº 06/09), ocasião em que será efetivada a baixa deste passivo e respectivo levantamento da diferença entre o depósito judicial atualizado e a obrigação.

9 Tributos diferidos

Nota	Ativo		Passivo	
	Não circulante		Não Circulante	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
PIS e COFINS			1.395	1.169
Imposto de renda e contribuição social	9.1	163.322	194.863	
Total		163.322	194.863	1.395

9.1 Imposto de renda e contribuição social

São 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. São reconhecidos de acordo com a transação que os originou, seja no resultado ou no patrimônio líquido.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos, ativos e passivos, são apresentados pela sua natureza e o valor total é apresentado pelo montante líquido após as devidas compensações, conforme requerido pelo CPC 32.

9.1.1 Composição

Natureza dos créditos	Nota	Ativo Não circulante		Passivo Não circulante		Resultado		Patrimônio líquido	
		31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	2020	2019	2020	2019
Prejuízos Fiscais		254	842			(588)	(1.088)		
Base Negativa da Contribuição Social			(588)			588	(4.479)		
		254	254	-	-	-	(5.567)	-	-
Diferenças Temporárias									
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD		78.282	56.560			21.722	23.055		
Benefício pós-emprego		50.551	43.117			7.434	(39.134)		
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas		59.741	46.128			13.613	1.693		
Consumidores - ajuste a valor presente		403	1.161			(758)	(1.357)		
Valor justo do Ativo Financeiro Indenizável - ICPC 01 (R1)				196.912	169.745	(27.167)	(53.327)		
Benefício pós-emprego - Outros resultados abrangentes		169.948	213.456					(43.508)	58.678
Outras		2.347	1.644	9.167	7.535	(929)	(816)		
Total Diferenças temporárias		361.272	362.066	206.079	177.280	13.915	(69.886)	(43.508)	58.678
Crédito fiscal do ágio incorporado	9.1.1.1	7.875	9.823			(1.948)	(1.948)		
Total bruto		369.401	372.143	206.079	177.280	11.967	(77.401)	(43.508)	58.678
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos		(206.079)	(177.280)	(206.079)	(177.280)				
Total		163.322	194.863	-	-				

9.1.1.1 Crédito fiscal do ágio incorporado

O crédito fiscal do ágio é proveniente da incorporação, em abril de 2005, da parcela cindida da controladora EDP - Energias do Brasil, representada pelo ágio pago pelas incorporadas EDP 2000 Participações Ltda. e EDP Investimentos Ltda. na aquisição de ações da IVEN, na época controladora da EDP Espírito Santo, o qual foi contabilizado de acordo com as Instruções CVM nº 319/99 e 349/99 e conforme determinação da ANEEL. Está sendo amortizado pela curva entre a expectativa de rentabilidade da exploração e o prazo de concessão da Companhia, o que resulta em realização anual média do crédito fiscal de R\$1.595 até o ano de 2025 (Nota 13.2.1.2).

9.1.2 Realização dos tributos diferidos ativos

Os tributos diferidos ativos são revisados a cada encerramento do exercício e são reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável.

A Administração da Companhia elaborou a projeção de resultados tributáveis futuros, demonstrando a capacidade de realização desses créditos tributários nos exercícios indicados. Com base no estudo técnico das projeções de resultados tributáveis, a Companhia estima recuperar o crédito tributário nos seguintes exercícios:

2021	2022	2023	2024	2025	2026 a 2028	A partir de 2029	Total
61.543	59.427	59.345	39.354	39.280	66.271	44.181	369.401

A realização do ativo fiscal diferido está em consonância com as disposições do CPC 32 - Tributos sobre o Lucro.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



10 Partes relacionadas

Além dos valores de dividendos a pagar para sua Controladora (Nota 15), os demais saldos de ativos e passivos, bem como as transações da Companhia com sua Controladora, profissionais chave da Administração e outras partes relacionadas, que influenciaram o resultado do exercício, são apresentados como segue:

	Relacionamento	Preço praticado (R\$/MWh)	Duração	Ativo				Passivo				Receitas (Despesas)			
				Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante		Operacionais		Financeiras	
				31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	2020	2019	2020	2019
Consumidores e concessionárias (Nota 6)															
Ressarcimento por insuficiência de geração															
Porto do Pecém	Controle Comum		27/08/2008 a 31/12/2026		909								(4)		
Uso do sistema de distribuição															
Energest	Controle Comum		01/08/2005 a 17/07/2025	674	501							6.956	5.264		
Suprimento															
EDP Comercializadora	Controle Comum		01/02/2019 a 31/12/2019		519								5.588		
Lajeado	Controle Comum	227,24	01/02/2019 a 31/12/2019		2.593								27.939		
				674	4.522	-	-	-	-	-	-	6.956	38.787	-	
Fornecedores (Nota 14)															
Suprimento de energia elétrica															
Energest	Controle Comum	244,78	01/01/2008 a 31/12/2037					70	75			(629)	(611)		
Lajeado	Controle Comum	242,67	01/01/2008 a 31/12/2037					4	5			(54)	(53)		
Lajeado	Controle Comum	244,78	01/01/2009 a 31/12/2038					8	9			(98)	(95)		
Lajeado	Controle Comum	227,96	01/01/2009 a 31/12/2038					36	38			(320)	(311)		
Porto do Pecém	Controle Comum	Parcela fixa(*) + Custo variável	01/01/2012 a 31/12/2026					4.375	4.928			(24.291)	(27.520)		
EDP Comercializadora	Controle Comum		01/05/2014 a 31/12/2019						22				(231)		
ECE Participações	Controle Comum (**)	170,30	01/01/2015 a 31/12/2044										(5.090)		
São Manoel	Controle Comum	116,71	26/04/2018 a 31/12/2047					162	172			(1.481)	(1.418)		
CEJA	Controle Comum	174,22	01/01/2015 a 31/12/2044					641	690			(5.769)	(526)		
Uso do sistema de transmissão															
EDP Transmissão	Controle Comum		09/02/2019 a 31/01/2033					834	2.156			(8.270)	(6.808)		
EDP Transmissão MA II	Controle Comum		04/01/2020 a 31/01/2033					47				(297)			
				-	-	-	-	6.177	8.095	-	-	(41.209)	(42.663)	-	
Outros créditos e Outras contas a pagar (Nota 12)															
Contrato de Compartilhamento de Recursos Humanos															
EDP - Energias do Brasil	Controladora		01/01/2019 a 31/12/2021			33	1.853			2.534	3.198	(21.290)	(7.367)		
EDP Comercializadora	Controle Comum		01/08/2018 a 31/12/2019				8						10		
Convênio de arrecadação															
EDP GRID	Controle Comum		24/08/2015 a 30/06/2023					250	47						
Compartilhamento dos serviços de infraestrutura (b)															
EDP - Energias do Brasil	Controladora		01/01/2015 a 31/12/2021							121	248	(3.206)	(1.966)		
Energest	Controle Comum		29/07/2015 a 31/12/2021				1						10		
EDP GRID	Controle Comum		29/07/2015 a 29/07/2019										1		
EDP Renováveis	Controle Comum		29/07/2015 a 31/12/2021			18	18								
Cachoeira Caldeirão	Controle Comum		29/07/2015 a 29/07/2019										1		
ECE Participações	Controle Comum (**)		29/07/2015 a 29/07/2019										1		
EDP Transmissão	Controle Comum		01/01/2019 a 31/12/2021			54	5					163	498		

Notas explicativas
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



	Relacionamento	Preço praticado (R\$/MWh)	Duração	Ativo				Passivo				Receitas (Despesas)			
				Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante		Operacionais		Financeiras	
				31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	2020	2019	2020	2019
Opções de ações outorgadas da controladora (Nota 10.2.1)															
EDP - Energias do Brasil	Controladora		19/06/2017 à 18/06/2025							485	210	(275)	(152)		
Contrato de Compartilhamento de Atividades de Backoffice (c)															
EDP - Energias do Brasil	Controladora		01/01/2019 à 31/12/2021							180	2.361	(13.465)	(15.604)		
Compartilhamento da plataforma Neweb (d)															
EDP Portugal	Controladora Indireta		01/01/2019 à 31/12/2019					789							
Contrato de reembolso de prêmio de seguro															
EDP - Energias do Brasil	Controladora		31/03/2019										455		
Investco	Controle Comum		31/03/2019 à 04/07/2019										6		
				-	-	105	1.885	250	836	3.320	6.017	(38.073)	(24.107)	-	-
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas															
Contratos de mútuo - 100,3% do CDI															
EDP - Energias do Brasil	Controladora		29/03/2017 à 28/05/2019												(599)
EDP - Energias do Brasil	Controladora		08/01/2019 à 07/01/2021											(14)	(599)
				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(14)	(599)
				674	4.522	105	1.885	6.427	8.931	3.320	6.017	(72.326)	(27.983)	(14)	(599)

(*) A parcela fixa é de R\$1.592 por mês.

(**) Incorporada pela CEJA em 30 de novembro de 2019.

As operações com partes relacionadas foram estabelecidas em condições compatíveis com as de mercado.
As garantias recebidas do controlador estão descritas na nota de Garantias (Nota 29.2).

As operações realizadas com as contrapartes informadas abaixo ocorreram no curso normal dos negócios, sem acréscimo de qualquer margem de lucro.

(a) Contrato de Compartilhamento de Recursos Humanos: A partir de 1º de janeiro de 2018 a EDP - Energias do Brasil é responsável pela contratação do novo Contrato de Compartilhamento de Recursos Humanos que contemplam as atividades das áreas corporativas. O contrato foi anuído pela ANEEL por meio do Despacho nº 1.329, publicado em 14 de junho de 2018, e aprova o compartilhamento de recursos humanos entre a EDP - Energias do Brasil e as partes relacionadas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, EDP Comercializadora, Energest, Investco, Lajeado, Santa Fé, EDP PCH e Porto do Pecém. Com a alienação da Santa Fé e da EDP PCH em dezembro de 2018, a partir de 2019 as mesmas encontram-se excluídas do compartilhamento.

O contrato possuía vigência até 31 de dezembro de 2019 e foi implementado utilizando o critério regulatório definido na Resolução Normativa ANEEL nº 699/16. O novo critério aloca os gastos com pessoal de maneira proporcional ao Ativo Imobilizado Bruto (AIB), ponderada por um fator definido para cada segmento (distribuição e geração), excluídos os gastos da holding e da comercializadora, que são compartilhados de forma preditiva.

A ANEEL se manifestou informando que não é mais necessária a anuência prévia para a celebração do termo aditivo do contrato de Compartilhamento de Recursos Humanos, que passa a compartilhar as despesas de pessoal entre a EDP - Energias do Brasil e as partes relacionadas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, EDP Comercializadora, Energest, Investco, Lajeado, Porto do Pecém, EDP Transmissão, EDP Transmissão Aliança SC, EDP Transmissão MA I, EDP Transmissão MA II, e EDP Transmissão SP-MG. O contrato manterá o critério de rateio regulatório conforme acima e sua nova vigência será até dezembro de 2021.

(b) **Contratos de Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura:** O instrumento tem por objetivo o rateio dos gastos com a locação do imóvel, gastos condominiais e gastos de telecomunicações.

Em 28 de julho de 2015, por meio do Despacho nº 2.430, a ANEEL anuiu o pedido e estipulou a vigência de 48 meses a partir da data da publicação do Despacho. Entretanto, a Companhia foi autorizada a realizar o compartilhamento somente a partir de agosto de 2015. Em 16 de setembro de 2015, a EDP Espírito Santo solicitou à ANEEL anuência para os Termos de Quitação e Outras Avenças, objetivando aprovar os pagamentos referentes ao período de janeiro a julho, dos Contratos de Cessão de Espaço e Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura, uma vez que foram anuídos sem retroatividade. O pedido foi anuído pela ANEEL em 25 de abril de 2016, por meio do Despacho nº 987/16.

Em 26 de janeiro de 2016 foi emitida a Resolução Normativa ANEEL nº 699 que apresentou novos critérios para os atos jurídicos entre partes relacionadas. Considerando a publicação da referida Resolução, que revogou a Resolução Normativa ANEEL nº 334/08, o Contrato de Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura poderá sofrer alterações quando da sua renovação.

Adicionalmente, em agosto de 2019 foi publicada a anuência da ANEEL, através do Despacho nº 2.636/2019, celebrando contrato de compartilhamento de espaço e serviços de infraestrutura entre a EDP - Energias do Brasil e partes relacionadas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, Energest, EDP Transmissão, EDP Transmissão Aliança SC, EDP Transmissão MA I, EDP Transmissão MA II e EDP Transmissão SP-MG, com vigência de 29 meses, utilizando-se do critério regulatório previsto na Resolução Normativa nº 699/16.

Os percentuais de rateio devem ser revistos anualmente e, em caso de alterações, os termos aditivos devem ser submetidos à anuência prévia da ANEEL.

(c) **Contrato de Compartilhamento de Atividades de BackOffice:** O instrumento tem por objetivo o rateio dos gastos com materiais, prestação de serviços e outros gastos associados às atividades de *BackOffice*, tais como as funções administrativas, financeiras, contábeis, jurídicas e etc.

O critério de rateio considera direcionadores que ponderam o esforço de cada área para cada empresa, que foi suportado por consultoria especializada independente, e envolve as seguintes partes relacionadas: EDP - Energias do Brasil e suas controladas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, EDP Comercializadora, Energest, Investco, Lajeado, Santa Fé, EDP PCH e Porto do Pecém. Com a alienação da Santa Fé e da EDP PCH em dezembro de 2018, a partir de 2019 as mesmas encontram-se excluídas do compartilhamento.

Em 10 de dezembro de 2019 o contrato de compartilhamento de BackOffice foi anuído pela ANEEL, por meio do Despacho nº 3.399, onde sua vigência será referente aos exercícios de 2019 a 2021 para a EDP - Energias do Brasil e suas partes relacionadas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, EDP Comercializadora, Energest, Investco, Lajeado, Porto do Pecém, EDP Transmissão, EDP Transmissão Aliança, EDP Transmissão MA I, EDP Transmissão MA II e EDP Transmissão SP-MG. O critério de rateio considera os mesmos direcionadores mencionados acima, suportado por consultoria especializada independente.

(d) **Compartilhamento da plataforma NEWEB:** Refere-se à licença de utilização do *software Neweb*, contratado pela EDP Portugal, com o objetivo de alojar os diferentes portais web do Grupo EDP no mundo. Este contrato foi encerrado no exercício de 2019.

10.1 Controladora direta

A controladora direta da Companhia é a EDP - Energias do Brasil, sendo esta controlada pela EDP – Energias de Portugal S.A.

10.2 Remuneração dos administradores

10.2.1 Opções de ações outorgadas da controladora

Em julho de 2017, junho de 2018, junho de 2019 e julho de 2020, a controladora EDP - Energias do Brasil instituiu, respectivamente, o segundo, o terceiro, o quarto e o quinto plano de remuneração baseado em ações, com características semelhantes, os quais concedem outorga futura de suas ações aos seus beneficiários. Dentre os contemplados, encontram-se gestores e diretores estatutários e não estatutários da Companhia, sendo estimado no resultado de 2020 da mesma o montante de R\$275 (R\$152 em 2019) a ser reembolsado para a controladora no momento da outorga.

A outorga das ações será concedida quando do cumprimento de determinadas condicionantes no prazo estimado de 3 ou 5 anos a partir do início do plano.

10.2.2 Remuneração total do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária pagos pela Companhia referente ao exercício findo em 31 de dezembro

	2020			2019		
	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Total	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Total
Remuneração (a)	3.366	86	3.452	2.928	67	2.995
Benefícios de curto prazo (b)	74		74	82		82
Benefícios - Previdência Privada	82		82	36		36
Total	3.522	86	3.608	3.046	67	3.113

(a) É composta pela remuneração fixa e variável (bônus e participação nos resultados), além dos respectivos encargos sociais.

(b) Representa os benefícios com assistência médica e odontológica, subsídio medicamento, vales alimentação e refeição e seguro de vida.

Em relação à Opções de ações outorgadas da controladora (Nota 10.2.1), o montante relativo à diretores estatutários da Companhia, estimado no resultado de 2020, é de R\$104. Os montantes estimados apenas serão considerados como remuneração da diretoria estatutária neste quadro quando da efetiva outorga das ações da controladora.

10.2.3 Remuneração individual máxima, mínima e média do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária referente ao exercício findo em 31 de dezembro

	2020		2019	
	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração
Número de membros	6,25	2,00	6,00	2,00
Valor da maior remuneração individual	773	43	934	41
Valor da menor remuneração individual	141	43	168	41
Valor médio da remuneração individual	564	43	508	34

11 Cauções e depósitos vinculados

	Nota	Saldo em 31/12/2019	Adição	Atualização	Resgate	Baixa	Saldo em 31/12/2020
Depósitos judiciais	8.6 e 20	188.803	7.467	4.988	(2.612)	(728)	197.918
Outros cauções		199			(12)		187
Total Não Circulante		189.002	7.467	4.988	(2.624)	(728)	198.105

12 Outros créditos - Ativo e Outras contas a pagar – Passivo

	Nota	Circulante		Não circulante	
		31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Outros créditos - Ativo					
Descontos tarifários	12.1	35.164	61.804		
Benefícios pós-emprego	18.1.1.1				258
Bens destinados à alienação/desativação		1.178	5.733		
Serviços em curso		2.406	2.311		
Serviços prestados a terceiros	12.2	10.339	3.655	832	1.307
Convênios de arrecadação		4.836	5.388		
Compartilhamento/Serviços entre partes relacionadas	10			105	1.885
Estoques	12.3	17.351	19.391		
Outros		5.423	5.562	12	51
Total		76.697	103.844	949	3.501
Outras contas a pagar - Passivo					
Contribuição de iluminação pública	12.4	17.603	17.320		
Credores diversos - consumidores e concessionárias		10.905	10.217		
Folha de pagamento		2.807	1.755		
Arrecadação de terceiros a repassar		5.063	5.193		
Compartilhamento/Serviços entre partes relacionadas	10	250	836	3.320	6.017
Obrigações Sociais e Trabalhistas	12.5	30.827	38.070		
Arrendamentos e aluguéis	12.6	7.307	11.257	9.747	14.005
Outros		3.353	3.708		
Total		78.115	88.356	13.067	20.022

12.1 Descontos tarifários

Refere-se a descontos aplicados a clientes nas tarifas de unidades consumidoras, conforme regulamentação da ANEEL, por meio de resoluções específicas. Os descontos são aplicados de acordo com a classificação da atividade de cada unidade consumidora e procuram contemplar residências de famílias com baixa renda inscritas no Cadastro Único do Governo Federal, estímulo à melhoria da produção agrícola, assim como descontos para serviços públicos essenciais, como é o caso das unidades de água, esgoto e saneamento.

Ao mesmo tempo em que determina o percentual de desconto a ser aplicado nos faturamentos mensais das unidades consumidoras, a regulamentação também estabelece o direito da Companhia de ser ressarcida dos respectivos montantes por meio do mecanismo da subvenção econômica, com recursos originários da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, conforme Lei nº 10.438/02.

Por meio da Lei nº 13.360/16, a partir de maio de 2017, a gestão e o repasse dos recursos é de responsabilidade da CCEE.

A ANEEL homologou os valores a serem repassados para a Companhia, por meio das seguintes Resoluções Homologatórias:

Resolução Homologatória	Competências	Valor mensal
ANEEL nº 2.589/19	Ago/19 a Jul/20	24.352
ANEEL nº 2.749/20	Ago/20 a Jul/21	20.523

Segue abaixo a composição dos descontos tarifários:

	Saldo em 31/12/2019	Descontos tarifários	Ressarcimento	Saldo em 31/12/2020
Subsídio Baixa Renda	4.344	46.107	(44.044)	6.407
Subsídio Carga Fonte Incentivada - Res. nº 77/04	23.500	97.946	(107.173)	14.273
Subsídio Geração Fonte Incentivada - Res. nº 77/04	1.270	6.294	(7.568)	(4)
Subsídio Rural	29.575	101.569	(99.411)	31.733
Subsídio Irrigante/Aquicultor - Res. nº 207/06	(3.094)	33.046	(52.746)	(22.794)
Subsídio Água/Esgoto/Saneamento - Despacho nº 3.629/11	10.796	9.746	(10.406)	10.136
Subsídio Distribuição - TUSD fio B	(4.587)			(4.587)
	61.804	294.708	(321.348)	35.164

Adicionalmente, demonstramos abaixo a abertura por parcela de desconto tarifário:

	Saldo em 31/12/2020	Saldo em 31/12/2019
Parcela mensal	20.406	21.042
Parcela de ajustes homologados	3.824	26.484
Parcela de ajustes a homologar	4.527	9.934
Saldo subsídio baixa renda	6.407	4.344
	35.164	61.804

12.2 Serviços prestados a terceiros

A variação no comparativo entre os dois exercícios deve-se principalmente a inadimplência do serviço de compartilhamento de cliente que não concordou com o reajuste do preço realizado em 2020 pela Companhia, cuja discussão está em andamento.

12.3 Estoques

Os estoques estão demonstrados ao custo ou ao valor líquido de realização, dos dois o menor, deduzidos de eventual perda no valor recuperável. O método de avaliação dos estoques é efetuado com base na média ponderada móvel.

O saldo de estoques refere-se aos materiais utilizados na operação e manutenção da prestação dos serviços. Os materiais utilizados na construção da infraestrutura da concessão estão classificados nos Ativos da concessão (Nota 13.3) pelo montante, em 31 de dezembro de 2020, de R\$29.398 (R\$23.480 em 31 de dezembro de 2019).

12.4 Contribuição de iluminação pública

Refere-se à Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública - CIP que tem por finalidade os serviços de projeto, implantação, expansão, operação e manutenção das instalações de iluminação pública. É cobrada dos consumidores, em conformidade com o estabelecido por lei municipal, arrecadada pelas distribuidoras e repassadas mensalmente às Prefeituras, conforme previsto no artigo 149-A da Constituição Federal.

12.5 Obrigações Sociais e Trabalhistas

Referem-se aos montantes de provisão e gratificação de férias, provisão de participação nos lucros e resultados e seus respectivos INSS e FGTS.

12.6 Arrendamentos e aluguéis e Imobilizado

Em decorrência da adoção do CPC 06 (R2) - Arrendamentos, a partir de 1º de janeiro de 2019, a Companhia efetuou o registro dos montantes a pagar dos contratos de arrendamentos e aluguéis conforme demonstrado abaixo:

	Saldo em 31/12/2019	Adição	Pagamentos	Juros e Atualização Monetária	Transferên- cias	AVP	Baixas	Saldo em 31/12/2020
Edifícios	7.420	1.418	(8.361)	(3.989)	8.208	366	(22)	5.040
Veículos	3.837		(1.394)	(440)	1.449	140	(1.325)	2.267
Total Circulante	11.257	1.418	(9.755)	(4.429)	9.657	506	(1.347)	7.307
Edifícios	13.073	174		2.259	(8.208)	982		8.280
Veículos	932			1.724	(1.449)	260		1.467
Total Não circulante	14.005	174	-	3.983	(9.657)	1.242	-	9.747
Total	25.262	1.592	(9.755)	(446)	-	1.748	(1.347)	17.054

Os montantes registrados no passivo estão atualizados pelo Índice Geral de Preços do Mercado - IGP-M e encontram-se ajustados a valor presente pelas taxas que representam o custo de financiamento dos respectivos bens arrendados.

As taxas acima referidas, bem como o vencimento dos referidos arrendamentos e aluguéis consideram o fluxo futuro de pagamentos, conforme abaixo:

Ano	Edifícios		Veículos	
	Valor	Taxas (%)	Valor	Taxas (%)
2021	4.915	9,21%	2.233	9,58%
Juros embutidos	125		34	
Total Circulante	5.040		2.267	
2022	2.642	9,84%	1.345	9,58%
2023	2.157	10,12%		
2024	1.703	10,41%		
2025	431	10,49%		
2025 até 2037	578	10,52%		
Juros embutidos	769		122	
Total Não circulante	8.280		1.467	

O direito potencial de PIS/COFINS a recuperar, embutido na contraprestação de arrendamento/locação, conforme os períodos previstos para pagamento, estão demonstrados a seguir:

Fluxos de caixa	Nominal	Com AVP
Contraprestação do arrendamento	22.073	17.054
PIS/COFINS potencial (9,25%)	(2.042)	(1.577)

Os contratos de arrendamentos e aluguéis foram registrados em contrapartida da rubrica de Imobilizado como Ativos de direito de uso. Do saldo do Imobilizado em 31 de dezembro de 2020 de R\$16.674 (R\$25.645 em 31 de dezembro de 2019), R\$11.625 (R\$19.820 em 31 de dezembro de 2019) referem-se aos referidos ativos e estão apresentados conforme abaixo:

	Taxas anuais médias de depreciação %	31/12/2020			Taxas anuais médias de depreciação %	31/12/2019		
		Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido		Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido
Ativos de direito de uso								
Edificações, obras civis e benfeitorias	25,48	20.548	(9.841)	10.707	68,49	22.132	(5.231)	16.901
Veículos	44,66	4.481	(3.563)	918	44,66	4.481	(1.562)	2.919
Total Ativos de direito de uso		25.029	(13.404)	11.625		26.613	(6.793)	19.820

• **Edificações, obras civis e benfeitorias:** Referem-se, substancialmente, aos contratos de aluguel relativos: (i) à sede da Companhia localizada em Vitória; (ii) à filial da Companhia localizada em São Paulo; e (iii) às lojas de atendimento presencial aos consumidores localizadas nos municípios do Espírito Santo onde a Companhia possui sua concessão.

• **Veículos:** Refere-se ao contrato de aluguel dos veículos de frota utilizados pelos colaboradores para locomoção na prestação dos serviços e também dos veículos executivos utilizados pela alta gestão.

A movimentação do exercício para os Ativos de direito de uso está demonstrada abaixo:

	Valor líquido em 31/12/2019				Valor líquido em 31/12/2020			
	Ingressos	Depreciações	Baixas		Ingressos	Depreciações	Baixas	
Ativos de direito de uso								
Edificações, obras civis e benfeitorias	16.901	1.592	(5.292)	(2.494)	10.707			
Veículos	2.919		(2.001)		918			
Total Ativos de direito de uso	19.820	1.592	(7.293)	(2.494)	11.625			

13 Ativo financeiro indenizável, Ativos da concessão e Intangível

O CPC emitiu em 2009 com alterações posteriores, a Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) – Contratos de Concessão. Esta interpretação foi aprovada pela Deliberação CVM nº 677/11.

A ICPC 01 (R1) é aplicável aos contratos de concessão público-privado nos quais a entidade pública controla ou regula os serviços prestados, com qual infraestrutura, a que preço e para quem deve ser prestado o serviço e, além disso, detém a titularidade dessa infraestrutura. Desta forma, esta interpretação é aplicável ao contrato de concessão da Companhia.

De acordo com a ICPC 01 (R1), os ativos da infraestrutura enquadrados nesta interpretação não podem ser reconhecidos como ativo imobilizado uma vez que se considera que o concessionário não controla os ativos subjacentes, sendo reconhecidos de acordo com um dos modelos contábeis previstos na interpretação, dependendo do tipo de compromisso de remuneração do concessionário assumido junto ao concedente, que são o modelo do ativo financeiro, do ativo intangível e o bifurcado.

• Modelo do ativo financeiro

Este modelo é aplicável quando o concessionário tem o direito incondicional de receber determinadas quantias monetárias independentemente do nível de utilização da infraestrutura da concessão.

• Modelo do ativo intangível

Este modelo é aplicável quando o concessionário, no âmbito da concessão, é remunerado em função do grau de utilização da infraestrutura pelos usuários por meio da prestação de serviço.

• Modelo bifurcado

Este modelo aplica-se quando a concessão inclui, simultaneamente, compromissos de remuneração garantidos pelo concedente e compromissos de remuneração dependentes do nível de utilização das infraestruturas da concessão, cobrados dos usuários.

Como a Companhia é remunerada: (i) pelo Poder Concedente, no tocante ao valor residual da infraestrutura ao final do contrato de concessão; e (ii) pelos usuários, pela parte que lhes cabe dos serviços de construção e pela prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica, então, aplica-se o modelo bifurcado.

Devido a implementação da ICPC 01 (R1), os ativos de infraestrutura de distribuição em serviço foram bifurcados da seguinte forma: (i) Ativo financeiro indenizável (Nota 13.1) - composto pela parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final do contrato de concessão, e que serão objeto de indenização pelo Poder Concedente; e (ii) Intangível (Nota 13.2) - compreendendo o direito ao uso, durante o período da concessão, da infraestrutura construída ou adquirida pela Companhia e, conseqüentemente, ao direito de cobrar dos usuários pelos serviços prestados de fornecimento de energia elétrica ao longo do contrato de concessão.

Já os ativos que encontram-se no período de construção e que ainda não estão em serviço foram classificados, conforme requerido pelo CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente, como Ativos contratuais, uma vez que a obrigação de desempenho é satisfeita ao longo do tempo em que os ativos são construídos, sendo classificados na rubrica de Ativos da concessão (Nota 13.3).

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019/57, os ativos de infraestrutura utilizados na distribuição são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador.

A Resolução ANEEL nº 691/15 regulamenta a desvinculação dos ativos vinculados à concessões do Serviço Público de Energia Elétrica concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à doação de interesse social ou alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada, para aplicação na concessão.

13.1 Ativo financeiro indenizável

A Companhia apresenta saldo no ativo não circulante referente a crédito a receber do Poder Concedente ao final da concessão, a título de indenização pelos investimentos efetuados e não recuperados por meio da prestação de serviços outorgados, originados da bifurcação requerida pelo ICPC 01 (R1). Estes ativos financeiros são avaliados a valor justo com base no Valor Novo de Reposição - VNR dos ativos vinculados à concessão, revisado a cada três anos por meio do laudo de avaliação da Base de Remuneração Regulatória - BRR, conforme estabelecido no contrato de concessão.

O método do Valor Novo de Reposição – VNR estabelece que cada ativo é valorado, a preços atuais, por todos os gastos necessários para sua substituição por idêntico, similar ou equivalente que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente. A aplicação deste método se dá pela utilização do Banco de Preços Referenciais, do Banco de Preços da Companhia ou de Orçamento Referencial.

O Banco de Preços Referenciais representa os custos médios regulatórios, por agrupamento, de componentes menores e custos adicionais, conforme definido no Anexo V dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, submódulo 2.3.

O Banco de Preços da Companhia é definido como o banco formado com base em informações da própria empresa, podendo ser aplicado unicamente para os equipamentos principais ou também para os componentes menores e custos adicionais.

O Orçamento Referencial representa o valor de um bem ou suas partes constituintes por meio da comparação de dados de mercado relativos a outros de características similares, aplicado exclusivamente sobre Edificações, obras civis e benfeitorias.

O Ativo financeiro indenizável é ajustado: (i) por atualização do IPCA de acordo com a Resolução Normativa nº 686/15; e (ii) por adições e baixas de itens da infraestrutura conforme regulamentação da ANEEL.

Estes ativos serão reversíveis ao Poder Concedente no final da concessão e os efeitos da mensuração a valor justo são reconhecidos diretamente no resultado do exercício.

Nesse sentido, a avaliação é validada mediante fiscalização da ANEEL e ocorre a partir de inspeções em campo da infraestrutura da concessão, seguindo metodologia e critérios de avaliação de bens, considerados elegíveis, das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, com o objetivo restabelecer o nível eficiente dos custos operacionais e da base de remuneração regulatória das concessionárias.

A movimentação no exercício é a seguinte:

	Saldo em 31/12/2019	Transferên- cias dos Ativo da concessão	Valor Justo	Baixas	Reclassifica- ção	Saldo em 31/12/2020
Ativo financeiro indenizável	1.789.045	201.102	79.904	(9.955)	(1.266)	2.058.830
	1.789.045	201.102	79.904	(9.955)	(1.266)	2.058.830

13.2 Intangível

O Intangível está mensurado pelo custo total de aquisição/construção deduzidos da amortização acumulada. A amortização é reconhecida no resultado baseando-se no método linear, de acordo com a vida útil dos ativos, já que esse método é o que melhor reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo.

13.2.1 Composição

	Nota	31/12/2020			31/12/2019				
		Taxas anuais médias de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	Taxas anuais médias de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido
Intangível em serviço									
Direito de concessão - Infraestrutura	13.2.1.1	4,50	2.169.317	(1.603.327)	565.990	4,44	2.140.977	(1.511.426)	629.551
Total do intangível em serviço			2.169.317	(1.603.327)	565.990		2.140.977	(1.511.426)	629.551
Atividades não vinculadas à concessão									
Ágio na incorporação de sociedade controladora	13.2.1.2	5,23	103.964	(80.509)	23.455	7,08	103.964	(75.072)	28.892
(-) Provisão para manutenção de dividendos	13.2.1.2	5,23	(103.964)	80.509	(23.455)	7,08	(103.964)	75.072	(28.892)
Total de Atividades não vinculadas à concessão			-	-	-		-	-	-
Total do intangível			2.169.317	(1.603.327)	565.990		2.140.977	(1.511.426)	629.551

13.2.1.1 Direitos de Concessão - Infraestrutura

Referem-se ao direito da concessionária de receber caixa dos usuários pelos serviços de construção do sistema de distribuição de energia elétrica e pelo uso de infraestrutura, originados da bifurcação requerida pelo ICPC 01 (R1). Estão registrados ao seu valor de custo acrescido de encargos financeiros, quando aplicável.

A amortização é registrada com base na vida útil estimada de cada bem, limitada ao prazo final da concessão. As taxas de amortização utilizadas são as determinadas pela ANEEL, responsável por estabelecer a vida útil dos ativos de distribuição do setor elétrico, e estão previstas no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico.

13.2.1.1.1 Bens totalmente amortizados

O saldo líquido do ativo intangível compreende itens que encontram-se totalmente amortizados. O custo histórico destes itens está demonstrado abaixo:

	31/12/2020	31/12/2019
Direito de concessão - Infraestrutura		
Edificações, obras civis e benfeitorias	8.382	8.531
Máquinas e equipamentos	414.847	396.012
Veículos	12.169	13.394
Móveis e utensílios	7.056	7.027
Outros	228.554	227.117
Total	671.008	652.081

Os itens totalmente depreciados são deduzidos da BRR, ou seja, no momento da apuração dos valores relativos à infraestrutura que irão compor a tarifa de energia a ser cobrada dos consumidores, é considerado o total do ativo bruto em serviço deduzido da amortização acumulada e incluindo os bens totalmente amortizados.

13.2.1.2 Ágio – Incorporação de sociedade controladora e Provisão para manutenção de dividendos

Refere-se à parcela cindida do ágio incorporado decorrente da aquisição de ações, o qual foi contabilizado de acordo com as Instruções CVM nº 319/99 e nº 349/99 e ICPC 09 e, conforme determinação da ANEEL, está sendo realizado pela curva entre a expectativa de resultados futuros e o prazo de concessão da Companhia. Consequentemente ao registro, foi reconhecido um crédito fiscal (Nota 9.1.1.1).

A constituição da provisão para manutenção dos dividendos visa ajustar o valor do ágio pago ao valor do benefício fiscal esperado por sua amortização e, consequentemente, ajustar o fluxo de dividendos futuros da Companhia, para que este não seja afetado negativamente pela despesa incorrida na amortização contábil do ágio.

A provisão tem o objetivo de reduzir o valor do ágio ao seu montante líquido (representativo do efetivo benefício fiscal), parcela que possui substância econômica que lhe permite ser considerada um ativo da Companhia em contrapartida da Reserva Especial de Ágio, no Patrimônio líquido.

13.2.2 Movimentação

	Valor líquido em 31/12/2019	Transf. dos Ativos da concessão (Nota 13.3)	Amortizações	Baixas	Reclassificação	Valor líquido em 31/12/2020
Direito de concessão - Infraestrutura	629.551	76.202	(128.292)	(12.737)	1.266	565.990
Total	629.551	76.202	(128.292)	(12.737)	1.266	565.990

13.3 Ativos da concessão

Referem-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.

Em função do disposto nas Instruções Contábeis do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico e na Deliberação CVM nº 672/11, que aprova o pronunciamento técnico CPC 20 (R1), os encargos financeiros relativos aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados nos Ativos da concessão, estão registrados neste subgrupo como custo das respectivas obras. A taxa média mensal aplicada no período para determinar o montante dos encargos financeiros passíveis de capitalização foi de 1,7629%, que representa a taxa efetiva do empréstimo conforme regras previstas do PRORET submódulo 2.4 e Resolução Normativa ANEEL nº 648/15.

Quando do término da construção da infraestrutura, fica evidenciada a conclusão da obrigação de desempenho exigida pelo CPC 47, sendo os referidos ativos bifurcados como Ativo financeiro indenizável (Nota 13.1) ou como Ativo Intangível (Nota 13.2), conforme a forma de remuneração.

	Valor líquido em 31/12/2019	Transferência para o ativo intangível	Transferência para o ativo financeiro	Adições (Nota 13.3.1)	Juros Capitalizados	Reclassificação	Valor líquido em 31/12/2020
Ativos da concessão	149.435	(76.202)	(201.102)	381.482	3.093	437	257.143
Total Não circulante	149.435	(76.202)	(201.102)	381.482	3.093	437	257.143

13.3.1 Adições

Do total de ingressos: (i) 39,8% foram destinados à instalação de sistemas de medição, expansão de linhas, subestações e redes de distribuição para ligação de novos clientes; (ii) 26,3% 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) 21,4% foram investidos em telecomunicações, informática e outras atividades, tais como infraestrutura e projetos comerciais; e (iv) 12,5% foram investidos em combate à perdas.

13.4 Conciliação dos saldos entre Ativo financeiro indenizável e Ativo Intangível comparados à BRR

	31/12/2020	31/12/2019 Reapresentado (*)
BRR Homologada em 28 de fevereiro de 2019	2.311.392	2.311.392
BAR Homologada em 28 de fevereiro de 2019	268.905	268.905
Movimentações de base (*)	(338.326)	(156.125)
Investimento Incremental (*)	444.455	167.151
Bases Regulatórias	2.686.426	2.591.323
Ativo financeiro indenizável	2.058.830	1.789.045
Intangível em serviço	565.990	629.551
Total do Balanço patrimonial	2.624.820	2.418.596
VNR do Intangível não registrado	61.606	172.727

(*) Os montantes informados em 31 de dezembro de 2019 consideravam todas as adições desde agosto de 2016, constantes no ciclo tarifário anterior. Para melhor apresentação do exercício, está reapresentado o montante de Movimentações da base e de Investimento Incremental, demonstradas as adições que referem-se apenas ao exercício de 2019, a partir do mês subsequente da última revisão tarifária (março de 2019) considerado o valor dos incrementos do novo ciclo tarifário.

O montante de R\$61.606 não registrado no Balanço patrimonial ocorre pois a Lei nº 6.404/76 veda a reavaliação contábil de ativos Intangíveis. Desta forma, a ANEEL avalia os ativos da BRR a VNR e o saldo apresentado nas demonstrações financeiras estão mensurados pelo custo de aquisição/construção, deduzido de amortização acumulada.

14 Fornecedores

	Nota	31/12/2020	31/12/2019
Suprimento de energia elétrica (i)	14.1	239.604	201.875
Energia livre	14.2	22.303	61.421
Encargos de uso da rede elétrica		62.246	49.181
Operações CCEE	14.3	30.787	60.930
Materiais e serviços	14.4	130.529	89.179
Total		485.469	462.586

(i) O valor total de garantias de compras de energia é de R\$59.608 em 31 de dezembro de 2020 (R\$67.498 em 31 de dezembro de 2019).

São reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, são medidos pelo custo amortizado por meio do método dos juros efetivos, quando aplicável.

14.1 Suprimento de energia elétrica

O aumento nos valores a pagar referente a Suprimento de energia elétrica em 31 de dezembro de 2020 decorre, principalmente, do aumento do despacho termoeletrônico pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, que aumenta o pagamento da parcela variável dos contratos de produção de energia por disponibilidade.

14.2 Energia livre

A Energia livre refere-se a valores a pagar a geradoras de energia elétrica decorrente de perdas ocorridas no período de racionamento de energia entre junho de 2001 a fevereiro de 2002, no qual ocorreu a comercialização de energia elétrica que não estava contratada. A Companhia passou a efetuar a restituição aos geradores a partir de fevereiro de 2003, com base nas regulamentações existentes a época.

A ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 387/09, alterou a metodologia de amortização dos saldos de Receita e Energia Livre passando a iniciar concomitantemente a partir de janeiro de 2002, limitada ao prazo máximo definido na Resolução ANEEL nº 1/04.

No Despacho ANEEL nº 2.517/10, foi divulgado o valor a ser liquidado entre os agentes de distribuição e geração, atualizados pela taxa SELIC mensal. Tal liquidação deveria ter ocorrido até 30 de setembro de 2010. Com o objetivo de suspender o referido ato, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE, representando as distribuidoras do país, dentre elas a Companhia, impetrou Mandado de Segurança (Processo nº 91.2010.4.01.3400 - 15ª Vara Federal do Distrito Federal) com pedido de liminar que foi concedido.

Em 9 de maio de 2013, porém, foi proferida sentença julgando extinto o feito, sem resolução de mérito, pela inadequação da via eleita (Mandado de Segurança). Entretanto, os pagamentos por parte da Companhia permanecem suspensos, tendo em vista a interposição de recurso de apelação contra a referida sentença, à qual foi atribuída efeito suspensivo (suspensos, portanto, os efeitos da sentença desfavorável às distribuidoras).

Por oportuno, importante salientar que as distribuidoras, paralelamente, ajuizaram ação ordinária com o mesmo objetivo do Mandado de Segurança, porém tal demanda também foi extinta, sob o argumento de que já havia outro feito com as mesmas partes, mesmo pedido e mesmos fundamentos de fato e de direito (litispendência). Em face de tal decisão, também foi interposto recurso de Apelação ao Tribunal Regional Federal da 1ª Região, o qual pende de julgamento.

Em 22 de abril de 2020, diante de mudanças ocorridas na jurisprudência relativa a figura jurídica do "litisconsórcio", a Companhia contratou assessores jurídicos para avaliação de tais obrigações com passivo de energia livre.

A Administração da Companhia julga tal alteração na jurisprudência do "litisconsórcio" como premissa para enquadramento contábil da questão como fato de alteração substancial de novos termos contratuais. Nesse sentido, conforme opinião dos assessores jurídicos externos da Companhia o montante foi atualizado, tendo em 31 de dezembro de 2020 o valor de R\$39.118 na receita financeira (despesa financeira em 2019 de R\$3.457) (Nota 24).

14.3 Operações CCEE

O saldo refere-se às transações de energia e de encargos comercializados no âmbito da CCEE dos quais foram impactados pela baixa do valor de PLD no ambiente do curto prazo. A variação no exercício corresponde principalmente aos valores de compra do curto prazo dos meses de novembro e dezembro de 2020.

14.4 Materiais e serviços

A variação no exercício deve-se, substancialmente, aos fornecedores relacionados aos investimentos da infraestrutura da concessão que a Companhia vem realizando no decorrer do exercício para manutenção da rede de distribuição. (Nota 13.3.1).

15 **Dividendos**

Os dividendos e os Juros sobre o capital próprio - JSCP são reconhecidos como passivo nas seguintes ocasiões: (i) JSCP imputados aos dividendos: quando aprovados pelo Conselho de Administração; (ii) dividendos mínimos obrigatórios: quando do encerramento do exercício, conforme previsto no estatuto social da Companhia, eventualmente deduzidos do JSCP já declarado no exercício; (iii) dividendos adicionais: quando da sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária - AGO; e (iv) dividendos intermediários e de exercícios anteriores: quando da aprovação pelo Conselho de Administração ou Assembleia Geral.

Os créditos de juros sobre o capital próprio são inicialmente registrados em despesas financeiras para fins fiscais e, concomitantemente, revertidos dessa mesma rubrica em contrapartida do patrimônio líquido. A redução dos tributos por eles gerados é reconhecida no resultado do exercício quando do seu crédito.

Dividendos adicionais

Foi aprovada em AGO, realizada em 30 de abril de 2020, a destinação do lucro líquido referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019 da seguinte forma: (i) R\$19.763 como constituição de Reserva Legal; (ii) R\$9.309 como Reserva de incentivos fiscais; (iii) R\$71.013 como JSCP, sendo R\$60.361 líquido de imposto de renda; e (iv) R\$295.174 como dividendos, sendo R\$31.186 destinado em 31 de dezembro de 2019. Em 24 de agosto de 2020 foi efetuado o pagamento integral do JSCP. Os dividendos foram pagos aos acionistas, integralmente em 28 de outubro de 2020.

JSCP

Em 28 de dezembro de 2020, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o crédito de JSCP do exercício de 2020 no montante bruto de R\$62.013, sendo R\$52.711 líquido de imposto de renda, imputáveis aos dividendos a serem distribuídos pela Companhia em data de pagamento a ser deliberada.

Segue abaixo a movimentação do saldo de dividendos no exercício:

	Dividendos				31/12/2020	
	31/12/2019	Complemen- tares	Adicionais	JSCP		Pagamentos
EDP - Energias do Brasil	91.547	11.941	263.988	52.711	(355.535)	64.652
	91.547	11.941	263.988	52.711	(355.535)	64.652

Notas explicativas
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



16 Debêntures
16.1 Composição do saldo de Debêntures

Agente Fiduciário	Tipo de emissão	Quantidade de títulos	Valor nominal unitário	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	31/12/2020				31/12/2019			
										Encargos		Principal		Encargos		Principal	
										Circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Circulante	Não circulante	Total
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 476/09	17.680	10	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% a.a. até 25/02/2016 CDI + 1,80% a.a. a partir de 26/02/2016 (i)	Principal semestral a partir de 27/08/2018 e juros semestral	-	1.709	70.720	-	-	72.429		
(-) Custos de emissão				(599)	27/08/2014 a 27/08/2020			Amortização mensal		-		(20)			(20)		
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 476/09	19.000	10	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	540	76.000	38.000	114.540	2.352	76.000	114.000	192.352
(-) Custos de emissão				(1.301)	07/04/2017 a 07/04/2022			Amortização mensal			(133)	(17)	(150)		(264)	(150)	(414)
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Instrução CVM nº 476/09	22.000	10	220.000	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.	1.027	110.000		111.027	5.688	110.000	110.000	225.688
(-) Custos de emissão				(1.289)	20/12/2017 a 20/01/2021			Amortização mensal			(14)		(14)		(275)	(14)	(289)
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 476/09	190.000	1	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	5.153		206.350	211.503	4.971		197.056	202.027
(-) Custos de emissão				(2.941)	15/08/2018 a 15/07/2025			Amortização mensal				(1.793)	(1.793)			(2.284)	(2.284)
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 476/09	300.000	1	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	1.516		300.000	301.516	3.989		300.000	303.989
(-) Custos de emissão				(694)	09/04/2019 a 30/03/2024			Amortização mensal				(694)	(694)			(908)	(908)
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 476/09	150.000	1	150.000	9ª emissão em 07/04/2020	09/04/2020 a 07/04/2021	Capital de Giro	CDI + 3,00% a.a.	Principal e juros com parcela única ao final do contrato	5.194	150.000		155.194				-
(-) Custos de emissão				(1.411)	09/04/2020 a 07/04/2021			Amortização mensal			(354)		(354)				-
Total										13.430	335.499	541.846	890.775	18.709	256.161	717.700	992.570

(i) Conforme cláusula 4.2.3.2. da escritura da emissão, que prevê um aumento de 0,3% na taxa anual face um rebaixamento de pelo menos dois níveis no rating da emissora frente ao da data da emissão.

As debêntures estão demonstradas pelo valor líquido dos custos de transação incorridos e são subsequentemente mensurados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva. As debêntures não possuem garantias.

16.2 Movimentação das debêntures

	Valor líquido em 31/12/2019		Juros provisionados	Transferências	Variação monetária	Amortização do custo de transação	Valor líquido em 31/12/2020
	Ingressos	Pagamentos					
Circulante							
Principal	256.720	150.000	(256.720)	186.000			336.000
Juros	18.709		(41.108)	35.829			13.430
Custo de transação	(559)	(1.411)		(852)		2.321	(501)
	<u>274.870</u>	<u>148.589</u>	<u>(297.828)</u>	<u>185.148</u>	<u>-</u>	<u>2.321</u>	<u>348.929</u>
Não circulante							
Principal	721.056			(186.000)	9.294		544.350
Custo de transação	(3.356)			852			(2.504)
	<u>717.700</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(185.148)</u>	<u>9.294</u>	<u>-</u>	<u>541.846</u>

16.3 Vencimento das parcelas

Circulante	
2021	348.929
Total	348.929
Não circulante	
2022	37.277
2023	62.687
2024	363.007
2025	78.875
	541.846
Total	890.775

As emissões realizadas pela Companhia não são conversíveis em ação e foram emitidas de acordo com a Instrução CVM nº 476/09, ou seja, referem-se a ofertas públicas distribuídas com esforços restritos.

As principais cláusulas prevendo a rescisão dos contratos estão descritas abaixo, enquanto que a totalidade das cláusulas podem ser consultadas no prospecto ou na escritura da emissão:

• Para todas as emissões:

- (i) Falência formulada pela Emissora;
- (ii) Decretação de falência da Emissora, pedido de recuperação judicial ou extrajudicial;
- (iii) Se a Emissora propuser plano de recuperação extrajudicial a qualquer credor ou classe de credores, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; ou se a Emissora ingressar em juízo com requerimento de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente;
- (iv) Perda da concessão para distribuição de energia elétrica;
- (v) Cisão, fusão, incorporação, incluindo incorporação de ações, ou qualquer forma de reorganização societária envolvendo a Emissora, exceto: a) com relação à fusão, incorporação, incorporação de ações, ou qualquer forma de reorganização societária envolvendo a Emissora, desde que não haja Alteração de Controle; ou b) se tiver sido obtida a anuência prévia dos Debenturistas representando, no mínimo, 2/3 das Debêntures em Circulação;
- (vi) Redução de capital social da Emissora, exceto se a operação tiver sido previamente aprovada pelos Debenturistas representando, no mínimo, 2/3 das Debêntures em Circulação; e
- (vii) Distribuição de dividendos em montante superior ao dividendo mínimo obrigatório, aprovação de resgate ou amortização de ações ou realização de pagamentos a seus acionistas sob obrigações contratuais, sempre que a Emissora estiver em descumprimento com qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura de Emissão.

• Específicas para a 5ª, 6ª, 7ª, 8ª e 9ª emissão:

- (i) Falta de pagamento, pela Emissora de qualquer obrigação pecuniária relativa às debêntures e/ou à Escritura de Emissão na respectiva data de pagamento prevista na escritura, não sanado no prazo de 2 dias úteis contados da data do respectivo vencimento;
- (ii) Declaração de vencimento antecipado de qualquer obrigação pecuniária da Emissora no mercado local ou internacional, nos termos de um ou mais instrumentos financeiros, em montante superior a R\$75.000 ou seu equivalente em outras moedas;
- (iii) Celebração de contratos de mútuo pela Emissora, na qualidade de mutuante, sem prévia e expressa anuência dos Debenturistas que representem, no mínimo, 2/3 das debêntures em circulação, com quaisquer sociedades nacionais ou estrangeiras, integrantes do seu grupo econômico, em valor individual ou agregado superior a R\$100.000, ou o seu equivalente em outras moedas;
- (iv) Protesto de títulos contra a Emissora, cujo valor individual ou global ultrapasse R\$75.000 ou o seu equivalente em outras moedas, salvo se no prazo de 10 dias contados do conhecimento pela Emissora de referido protesto a Emissora tiver tomado medidas cabíveis e comprovado ao Agente Fiduciário que: a) o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiro ou era ilegítimo; b) o protesto seja cancelado, ou, ainda; c) o protesto tenha a sua exigibilidade suspensa por medida judicial cabível;
- (v) Se a EDP - Energias do Brasil deixar de ser a controladora da Emissora, exceto se a operação tiver sido previamente aprovada pelos Debenturistas representando, no mínimo, 2/3 das debêntures em circulação;
- (vi) Distribuição de dividendos acima do mínimo obrigatório sempre que a Emissora estiver em descumprimento com qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura de Emissão, no Contrato de Distribuição e/ou nos demais documentos da Oferta;
- (vii) Pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e não devidamente solucionado por meio de depósito judicial e/ou elidido no prazo legal e/ou contestado pela Emissora de boa-fé no prazo legal, nas hipóteses para as quais a Lei não exija depósito elisivo;
- (viii) Descumprimento, pela Emissora, da manutenção do índice financeiro Dívida líquida em relação ao EBITDA ajustado¹ na data de apuração, 31 de dezembro de cada ano, sendo não superior a 3,5; e
- (ix) Transformação da forma societária da Emissora de modo que ela deixe de ser uma sociedade por ações, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações.

¹ 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".

Em 31 de dezembro de 2020 a Companhia encontra-se em pleno atendimento de todas as cláusulas restritivas previstas nos contratos de debêntures.

Notas explicativas
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2020 e 2019
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



17 Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas
17.1 Composição do saldo de Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

Moeda nacional	Valor contratado	Data da contratação	Valor liberado	Vigência do contrato	Finalidade	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2020				31/12/2019			
										Encargos		Principal		Encargos		Principal	
										Circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Circulante	Não circulante	Total
BNDES - FINEM / Nº 14.2.1237.1	270.924	28/12/2014	249.593	28/12/2014 a 16/12/2024	Programa de investimentos de 2013 a 2015	Dívida Líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	TJLP a TJLP + 3,05% a.a., IPCA + 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. (iv)	a. Depósitos caucionados; b. Fiança Corporativa da EDP Energias do Brasil	3.108	56.864	69.851	129.823	2.778	42.119	95.515	140.412
(-) Custo de transação		28/12/2014	(1.390)	28/12/2014 a 16/12/2024				Amortização mensal do custo de transação			(169)	(74)	(243)		(199)	(243)	(442)
Eletrobras LPT - ECFS 181/07	75.764	25/06/2007	44.821	30/04/2010 a 30/04/2020	Programa Luz para Todos		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e Juros mensais	a. Notas Promissórias; b. Garantia em recebíveis.				-	11	1.887		1.898
Eletrobras LPT - ECFS 258/09	56.737	28/08/2009	20.687	30/01/2012 a 30/12/2021	Programa Luz para Todos		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e Juros mensais	a. Notas Promissórias; b. Garantia em recebíveis.		1.702		1.702	18	1.921	1.625	3.564
BNDES - FINEM / Nº 17.2.0296.1	354.078	05/09/2017	174.093	05/09/2017 a 15/06/2025	Programa de investimentos no triênio de 2016 a 2018	Dívida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	TJLP + 2,96% a.a. IPCA + 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.	4.575	64.089	120.738	189.402	12.807	31.248	139.508	183.563
(-) Custo de transação		05/09/2017	(2.676)	05/09/2017 a 15/06/2025				Amortização mensal do custo de transação			(388)	(644)	(1.032)		(477)	(1.030)	(1.507)
MFUG - Cédula de Câmbio	200.000	20/02/2020	200.000	20/02/2020 a 22/2/2021	Capital de Giro	Dívida líquida em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5, apurado trimestralmente em Março, Junho, Setembro e Dezembro.	CDI + 0,10% a.a.	Principal e juros com parcela única ao final do contrato	Nota Promissória	4.522	200.000		204.522				-
Notas Promissórias (1ª Emissão)	150.000	08/04/2020	150.000	08/04/2020 a 03/04/2021	Capital de Giro	Dívida Líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	CDI + 2,50% a.a.	Principal e juros com parcela única ao final do contrato		5.231	150.000		155.231				-
(-) Custo de transação	(1.360)	08/04/2020		20/02/2020 a 22/2/2021				Amortização mensal do custo de transação			(419)		(419)				-
Total										17.436	471.679	189.871	678.986	15.614	76.499	235.375	327.488

(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) Equivalerá ao resultado da interpolação linear das taxas internas de retorno observadas no mercado secundário das Notas do Tesouro Nacional Série B (NTN-B), aplicável ao prazo médio de amortização de cada parcela dos Subcréditos B e D.

(iv) Os subcréditos A, C, E e F possuem juros e amortizações mensais, e os subcréditos B e D possuem juros e amortizações anuais.

Os empréstimos e financiamentos são demonstrados pelo valor líquido dos custos de transação incorridos e são subsequentemente mensurados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva. O valor total referente as garantias dos empréstimos e financiamentos mencionados acima em 31 de dezembro de 2020 é de R\$520.927 (R\$329.437 em 31 de dezembro de 2019).

17.2 Movimentação dos empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

	Valor líquido em 31/12/2019		Pagamentos	Juros provisionados	Juros integralizados	Transferências	Amortização do custo de transação	Variação monetária	Valor líquido em 31/12/2020
	Ingressos								
Circulante									
Principal	77.175	380.000	(61.066)		24.354	50.440		1.752	472.655
Juros	15.614		(7.606)	33.782	(24.354)				17.436
Custo de transação	(676)	(1.360)				(555)	1.615		(976)
	<u>92.113</u>	<u>378.640</u>	<u>(68.672)</u>	<u>33.782</u>	<u>-</u>	<u>49.885</u>	<u>1.615</u>	<u>1.752</u>	<u>489.115</u>
Não circulante									
Principal	236.648					(50.440)		4.381	190.589
Custo de transação	(1.273)					555			(718)
	<u>235.375</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(49.885)</u>	<u>-</u>	<u>4.381</u>	<u>189.871</u>

17.3 Vencimento das parcelas

Vencimento	Nacional
Circulante	
2021	489.115
	<u>489.115</u>
Não circulante	
2022	85.939
2023	50.331
2024	50.481
2025	3.120
	<u>189.871</u>
Total	<u>678.986</u>

18 Benefícios pós-emprego

A Companhia mantém atualmente planos de suplementação de aposentadoria e pensão em favor dos colaboradores e ex-colaboradores e outros benefícios pós-emprego, compostos por assistência médica, seguro de vida, Auxílio de Incentivo à Aposentadoria - AIA e outros benefícios a aposentados.

Conforme estabelecido pela Deliberação CVM nº 695/12, a contabilização de Benefícios pós-emprego, deve ocorrer com base nas regras estabelecidas no CPC 33 (R1). Para atendimento a essa exigência a Companhia contratou atuários independentes para realização de avaliação atuarial, segundo o Método do Crédito Unitário Projetado.

A Companhia reconhece as obrigações dos planos de benefício definido se o valor presente da obrigação, na data da demonstração financeira, 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 exercício 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, conforme legislação vigente e regulamento do plano.

As obrigações dos planos do tipo Contribuição definida são reconhecidas como despesa de pessoal no resultado do exercício em que os serviços são prestados.

	Nota	Circulante		Não circulante	
		31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Auxílio Incentivo à Aposentadoria - AIA	18.2	492	534		43
Assistência médica, seguro de vida e outros benefícios	18.2	36.460	37.351	610.855	716.238
Contribuição definida	18.1.2	130	80		
		<u>37.082</u>	<u>37.965</u>	<u>610.855</u>	<u>716.281</u>

18.1 Planos de suplementação de aposentadoria e pensão

São administrados pela EnerPrev, entidade fechada de previdência complementar patrocinada pelas empresas do Grupo EDP - Energias do Brasil e cadastrados no Cadastro Nacional dos Planos de Benefícios - CNPB na Superintendência Nacional de Previdência Complementar - PREVIC. Tem por finalidade gerir e administrar um conjunto de planos de benefícios previdenciários em favor dos colaboradores e ex-colaboradores da Companhia, sendo assegurados os direitos e deveres dos participantes, assistidos e pensionistas, previstos nos regulamentos.

18.1.1 Planos de Benefício definido e Contribuição variável

- Plano Escelsos I estruturado na modalidade de Benefício definido (vigente para adesões até 31 de maio de 1998): O Plano de custeio é sustentado por contribuições da patrocinadora, que correspondem ao dobro das contribuições dos participantes limitado a 7% da folha de salários. Concede renda vitalícia reversível em pensão, na base de até 100% da média salarial mensal real, referente aos últimos 36 meses de atividade.

- Plano Escelsos II estruturado na modalidade de Contribuição variável (vigente para adesões até 1º de novembro de 2006): O Plano de custeio é sustentado paritariamente por contribuições da patrocinadora e do participante, conforme o regulamento do plano. É um plano previdenciário que, até a concessão da renda vitalícia, reversível (ou não) em pensão, é do tipo Contribuição variável, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a Companhia. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível (ou não) em pensão, se for essa a escolha do participante, é que o plano previdenciário pode passar a ser do tipo Benefício definido e, portanto, gerando responsabilidade atuarial à Companhia. O participante pode escolher também a opção de renda financeira, não gerando responsabilidade atuarial para a Companhia.

18.1.1.1 Avaliação atuarial

Uma série de premissas podem ter sua realização diferente do calculado na avaliação atuarial devido a fatores como mudanças nas premissas econômicas ou demográficas e mudanças nas disposições dos planos ou da legislação aplicável a planos de previdência.

As obrigações dos planos são calculadas utilizando uma taxa de desconto que é estabelecida com base na rentabilidade de títulos do governo. Desta forma, caso a rentabilidade dos ativos dos planos seja diferente da rentabilidade do Tesouro IPCA+ (antiga NTN-B) com *duration* similar a do benefício, haverá um ganho ou perda atuarial aumentando ou diminuindo o déficit/superávit atuarial destes benefícios.

As práticas de investimento dos planos se pautam pela busca e manutenção de ativos líquidos e dotados de rentabilidade necessária para cumprir estas obrigações no curto, médio e longo prazo, mantendo um equilíbrio entre os ativos e os compromissos do passivo com o objetivo de gerar uma liquidez compatível com o crescimento e a proteção do capital, visando garantir o equilíbrio de longo prazo entre os ativos e as necessidades ditas pelos fluxos atuariais futuros.

A avaliação atuarial realizada na data-base 31 de dezembro de 2020 demonstrou que, nos Planos do tipo Benefício definido, o valor presente das obrigações atuariais, líquido do valor justo dos ativos, apresenta-se superavitário. Grande parte deste superávit possui restrição no seu reconhecimento decorrente de premissas estabelecidas no CPC 33 (R1).

18.1.1.2 Conciliação dos ativos e passivos atuariais

	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	Restrições de reconhecimento do ativo	Ativo reconhecido (Nota 12)
Saldos em 31 de dezembro de 2019	(190.673)	340.714	(151.442)	258
Custo do serviço corrente	(156)			(156)
Custo dos juros	(16.874)	28.438	(11.636)	(72)
Ganhos/(perdas) atuariais	3.978	(39.742)	37.595	1.831
Contribuições pagas pela Companhia		(1.861)		(1.861)
Benefícios pagos pelo plano	19.358	(19.358)		
Saldos em 31 de dezembro de 2020	(184.367)	308.191	(125.483)	-

Devido a situação superavitária destes planos, não são esperadas compensações das contribuições da Companhia para o exercício de 2021.

Para estes planos o saldo de perda atuarial, líquido de imposto de renda e contribuição social, em 31 de dezembro de 2020 é de R\$1.208 (perda atuarial de R\$1.069 em 31 de dezembro de 2019).

18.1.1.3 Vencimentos dos planos de benefício

Os vencimentos dos planos de benefício, calculado nas avaliações atuariais, estimam o seguinte fluxo futuro de pagamentos de benefícios pelo plano, para os próximos 10 anos:

Vencimento	Plano I	Plano II
Circulante		
2021	13.041	5.169
	13.041	5.169
Não circulante		
2022	12.487	5.289
2023	12.509	5.401
2024	12.496	5.507
2025	12.446	5.603
2026 a 2030	60.040	29.087
	109.978	50.887
Total	123.019	56.056

18.1.1.4 Despesas líquidas

Os efeitos da revisão das avaliações atuariais reconhecidos no resultado e em outros resultados abrangentes, ambos em contrapartida a rubrica de Benefícios pós-emprego são os seguintes:

	Nota	2020	2019
Custo do serviço			
Custo do serviço corrente		156	94
Custo dos juros	24	72	105
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos no resultado		228	199
Remensuração do valor líquido do passivo de benefício definido			
Retorno sobre ativos do plano (excluindo valores incluídos em despesa financeira líquida)		39.742	(43.616)
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de ajuste de experiência		(2.313)	1.677
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas financeiras		(1.665)	29.465
Ajustes a restrições ao ativo de benefício definido		(35.734)	12.351
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos em outros resultados abrangentes		30	(123)
Total		258	76

18.1.1.5 Classes de ativos

As principais classes de ativos dos planos estão segregadas conforme a seguir:

Classe de ativo	Mercado ativo	2020		2019	
Títulos de dívida	Cotado	93,27%	93,69%		
Ações	Cotado	4,38%	5,51%		
Imóveis	Cotado	0,32%	0,80%		
Outros	Não cotado	2,03%			
Total		100,00%	100,00%		

No exercício de 2020, os títulos de dívida incluíam debêntures emitidas pela patrocinadora que, avaliados pelo valor justo, representavam o montante de R\$479 (R\$511 em 2019).

Para o exercício de 2019, dentre os investimentos realizados em ações, encontram-se ações da controladora EDP - Energias do Brasil avaliadas no montante de R\$120 (R\$283 em 2019).

18.1.1.6 Participantes

Estes planos têm a seguinte composição de participantes:

	2020		2019	
	Plano I	Plano II	Plano I	Plano II
Participantes ativos		256		326
Participantes assistidos				
Com benefícios diferidos		15		11
Aposentados e pensionistas	645	160	655	157
	645	175	655	168
Total	645	431	655	494

18.1.1.7 Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade decorrente de risco de variação na taxa de desconto e na tábua de mortalidade é expressa a seguir, considerando apenas a alteração nas hipóteses mencionadas em cada linha:

Análise de sensibilidade	Obrigações dos planos	
	Plano I	Plano II
Pressupostos Centrais	146.057	80.690
Taxa de desconto		
Aumento em 0,5%	138.949	77.931
Redução em 0,5%	150.189	81.408
Mortalidade		
Se os membros do plano fossem um ano mais novo do que sua idade real	149.034	82.732

18.1.1.8 Premissas

As principais premissas utilizadas nas avaliações atuariais foram as seguintes:

Econômicas	31/12/2020		31/12/2019	
	Plano I	Plano II	Plano I	Plano II
Taxa de desconto - nominal	6,78% a.a.	7,19% a.a.	7,56% a.a.	7,56% a.a.
Crescimentos salariais futuros	n/a	4,18% a.a.	4,90% a.a.	4,90% a.a.
Crescimento dos planos de benefícios	3,31% a.a.	3,31% a.a.	4,03% a.a.	4,03% a.a.
Inflação	3,31% a.a.	3,31% a.a.	4,03% a.a.	4,03% a.a.
Demográficas				
Tábua de mortalidade	AT-2000	AT-2000	AT-2000	AT-2000
Tábua de mortalidade de inválidos	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled
Tábua de entrada em invalidez	n/a	TASA 1927	n/a	TASA 1927

18.1.2 Plano de Contribuição definida

A Companhia e as demais empresas do Grupo EDP - Energias do Brasil são patrocinadoras do Plano Energias do Brasil administrado pela Enerprev, o qual encontra-se aberto para adesão de novos participantes. Neste plano, o participante pode contribuir com o percentual fixo de 1% até 7% do salário de contribuição, no qual o percentual da contribuição das patrocinadoras em seu favor no referido plano também ocorrerá na mesma proporção, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a Companhia e as demais patrocinadoras. Os participantes poderão ainda participar com contribuições voluntárias mensais, que equivalem a um percentual de sua livre escolha aplicado sobre o seu salário de contribuição, ou anuais, por meio de um valor único a escolha do participante. Este tipo de contribuição é feita adicionalmente à contribuição básica, sem a proporcional contribuição das patrocinadoras.

Na qualidade de patrocinadora, a Companhia contribuiu no exercício com R\$2.108 (R\$1.832 em 2019).

Em 31 de dezembro de 2020 esses planos têm a adesão de 675 colaboradores (652 em 31 de dezembro de 2019).

18.2 Auxílio Incentivo à Aposentadoria - AIA, Assistência médica, Seguro de vida e Outros benefícios a aposentados: Benefício Definido

- Auxílio Incentivo à Aposentadoria - AIA: Benefício aos empregados admitidos até 31 de dezembro de 1981, pagável por ocasião da rescisão do contrato de trabalho, independentemente do motivo de desligamento. O AIA garante um pagamento em forma de pecúlio, cujo valor foi calculado considerando, para cada empregado, a proporcionalidade do tempo de contribuição ao INSS até 31 de outubro de 1996, da remuneração e o benefício do INSS em 31 de outubro de 1996; e

- Assistência médica, seguro de vida e outros benefícios a aposentados (vigente aos empregados admitidos até 31 de dezembro de 1990 e aposentados na Companhia): Cobertura vitalícia com despesas de assistência médica, odontológica, medicamentos, seguro de vida e, nos casos comprovados de existência de dependente especial, correspondente a 50% do piso salarial da Companhia.

18.2.1 Avaliação atuarial

Uma série de premissas podem ter sua realização diferente da calculada na avaliação atuarial devido a fatores como mudanças nas premissas econômicas ou demográficas e mudanças nas disposições dos benefícios ou da legislação aplicável a estes.

A maior parte das obrigações dos benefícios consistem na concessão de benefícios vitalícios aos participantes. Por essa razão, aumentos na expectativa de vida resultarão em aumento nas obrigações dos planos. Estes benefícios são sensíveis à inflação, sendo que uma inflação maior que o previsto nesta avaliação levará a um maior nível de obrigações.

Em 1º de março de 2019, a Companhia iniciou o processo de alteração do Plano de Benefício Definido, a partir da troca do operador do plano de Assistência Médica, o qual utiliza a modalidade de operação (catalogada pela ANS – Agência Nacional de Saúde) sob a forma de cooperativa médica, ao invés da modalidade de seguradoras especializadas em saúde utilizada pelo antigo operador.

O modelo de cooperativa apresenta uma rede própria de médicos e infraestrutura médica, alterando, portanto, a disponibilidade de especialidades médicas diretas, hospitais, exames e acesso. A migração foi finalizada em 01 de maio de 2019, sendo que os efeitos da alteração, que se enquadraram como custo do serviço passado no montante de R\$134.376 (Nota 23.2), tiveram seu reconhecimento classificado no resultado do exercício de 2019.

Tal classificação e reconhecimento estão em conformidade com o CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados, que requer que na ocorrência de evento que possa ser julgado como uma redução, alteração ou liquidação de plano de benefício, a entidade deva mensurar o custo do serviço passado a partir da avaliação do valor líquido do passivo de benefício definido, utilizando o valor justo dos ativos e premissas atuariais correntes que reflitam os benefícios oferecidos em conformidade com o plano e os ativos do plano antes e após a identificação do eventos.

Nesse sentido, à luz da norma, o custo do serviço passado é a mudança no valor presente da obrigação de benefício definido, resultante da modificação do plano (encurtamento/*curtailment*), devendo ser reconhecido no resultado no exercício em que ocorrer, uma vez que não estavam admitidos ou previstos nas premissas atuariais anteriores, e tampouco se tratam de serviços já prestados.

A avaliação atuarial realizada na data-base 31 de dezembro de 2020 demonstrou uma obrigação presente para estes Planos do tipo Benefício Definido.

18.2.2 Movimentação dos passivos atuariais

	Valor presente das obrigações do plano
Saldos em 31 de dezembro de 2019	(754.166)
Custo do serviço corrente	(3.842)
Custo dos juros	(55.920)
Ganhos/(perdas) atuariais reconhecidos no Patrimônio líquido	127.995
Benefícios pagos pela Companhia	38.126
Saldos em 31 de dezembro de 2020	(647.807)

O ganho atuarial de R\$127.995 no valor presente das obrigações, apurada na avaliação atuarial efetuada em 31 de dezembro de 2020, foi decorrente, principalmente, de mudanças nas premissas atuariais comparadas com o ano anterior relativo a taxa de desconto, inflação médica e projeção de gastos médicos.

Para estes planos o saldo, acumulado desde o início da obrigação, de perda atuarial líquido de imposto de renda e contribuição social em 31 de dezembro de 2020 é de R\$328.690 (perda atuarial de R\$413.286 em 31 de dezembro de 2019).

18.2.3 Vencimentos dos planos de benefício

Os vencimentos dos planos de benefício, calculado nas avaliações atuariais, estimam o seguinte fluxo futuro de pagamentos de benefícios para os próximos 10 anos:

Vencimento	Assistência Médica e Seguro de Vida	
		AIA
Circulante		
2021	36.460	570
	<u>36.460</u>	<u>570</u>
Não circulante		
2022	38.359	87
2023	40.159	
2024	42.102	
2025	44.272	
2026 a 2030	250.802	
	<u>415.694</u>	<u>87</u>
Total	<u>452.154</u>	<u>657</u>

18.2.4 Despesas líquidas

Os efeitos da revisão das avaliações atuariais reconhecidos no resultado e em outros resultados abrangentes, ambos em contrapartida a rubrica de Benefícios pós-emprego são os seguintes:

	Nota	2020	2019
Custo do serviço			
Custo do serviço corrente		3.842	2.817
Custo dos juros	24	55.920	59.700
Custo do serviço passado (Nota 18.2.1)			(134.376)
Benefícios / contribuições pagas pela empresa		(38.126)	
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos no resultado		<u>21.636</u>	<u>(71.859)</u>
Remuneração do valor líquido do passado de benefício definido:			
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de ajuste de experiência		(94.504)	9.620
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas financeiras		(33.491)	163.085
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos em outros resultados abrangentes		<u>(127.995)</u>	<u>172.705</u>
Total		<u>(106.359)</u>	<u>100.846</u>

18.2.5 Participantes

Estes planos têm a seguinte composição de participantes:

	2020				2019			
	Auxílio Incentivo Aposentados (AIA)	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados	Auxílio Incentivo Aposentados (AIA)	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados
Participantes ativos	11	148	142	821	13	233		782
Participantes assistidos								
Aposentados e pensionistas		2.819	1.336	45		2.709	1.285	48
	-	<u>2.819</u>	<u>1.336</u>	<u>45</u>	-	<u>2.709</u>	<u>1.285</u>	<u>48</u>
Total	<u>11</u>	<u>2.967</u>	<u>1.478</u>	<u>866</u>	<u>13</u>	<u>2.942</u>	<u>1.285</u>	<u>830</u>

18.2.6 Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade decorrente de risco de variação na taxa de desconto e na tábua de mortalidade é expressa a seguir, considerando apenas a alteração nas hipóteses mencionadas em cada linha:

Análise de sensibilidade	Auxílio Incentivo a Aposentado-ria	Assistência Médica e Odontológica	Benefícios a Aposenta-dos	Seguro de Vida
Pressupostos Centrais	652	558.103	10.396	89.907
Taxa de desconto				
Aumento em 0,5%	651	518.844	9.185	84.693
Redução em 0,5%	652	581.099	11.506	94.727
Mortalidade				
Se os membros do plano fossem um ano mais novo do que sua idade real	652	574.365	10.498	90.302

18.2.7 Premissas

As principais premissas utilizadas nas avaliações atuariais foram as seguintes:

Econômicas	2020				2019			
	AIA	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados	AIA	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados
Taxa de desconto - nominal	3,49% a.a.	7,45% a.a.	7,45% a.a.	7,69% a.a.	7,56% a.a.	7,56% a.a.	7,56% a.a.	7,56% a.a.
Crescimentos salariais futuros	4,18% a.a.	n/a	n/a	n/a	4,90% a.a.	n/a	n/a	n/a
Crescimento dos planos de benefícios	3,31% a.a.	n/a	3,31% a.a.	3,31% a.a.	4,03% a.a.	n/a	4,03% a.a.	4,03% a.a.
Inflação médica de longo prazo	n/a	Custos Médicos: 9,51% a.a. em 2021, reduzindo linearmente para 6,11% a.a. até 2029;	n/a	n/a	n/a	Custos Médicos: 10,27% a.a. em 2020, reduzindo linearmente para 6,11% a.a. até 2028;	n/a	n/a
Inflação	3,31% a.a.	Custos de farmácia e odontológicos: 3,5% a.a.	3,31% a.a.	3,31% a.a.	4,03% a.a.	Custos de farmácia e odontológicos: 4,03% a.a.	4,03% a.a.	4,03% a.a.
Fator de envelhecimento	n/a	Custos médicos: 3,5% a.a. Custos de farmácia e odontológicos: n/a.	n/a	n/a	n/a	Custos médicos: 3,5% a.a. Custos de farmácia e odontológicos: n/a.	n/a	n/a

Demográficas	2020				2019			
	AIA	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados	AIA	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados
Tábua de mortalidade	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational
Tábua de mortalidade de inválidos	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled
Tábua de entrada em invalidez	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1			

19 Encargos Setoriais

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

	Nota	Saldo em 31/12/2019	Adições (Reversões)	Atualização Monetária	Pagamentos / Recebimentos	Saldo em 31/12/2020
Conta de desenvolvimento energético - CDE	19.1 e 22	-	502.671	-	(502.671)	-
Encargos tarifários (ECE/ EAEEE)	6.3	28.546	7	-	-	28.553
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética (P&D e PEE)	19.2 e 22	19.607	33.296	1.094	(27.422)	26.575
Bandeiras tarifárias (CCRBT)	7, 19.3 e 22	-	4.349	-	(4.349)	-
Outros encargos		346	4.189	-	(4.196)	339
Total		48.499	544.512	1.094	(538.638)	55.467
Circulante		47.593	-	-	-	55.467
Não circulante		-	906	-	-	-

19.1 Conta de desenvolvimento energético - CDE

Referem-se aos valores repassados à CDE, anuidos pela ANEEL.

19.2 Pesquisa e desenvolvimento - P&D e Programa de eficiência energética - PEE

Os valores das obrigações a serem aplicadas nos programas de P&D e PEE registrados pela Companhia, são apurados nos termos da legislação setorial dos contratos de concessão de energia elétrica. A Companhia tem a obrigação de aplicar 1% da Receita operacional líquida ajustada em conformidade com os critérios definidos pela ANEEL, registrando mensalmente, por competência, o valor da obrigação. Esse passivo é atualizado mensalmente pela variação da taxa SELIC para as obrigações de investimento pela Companhia e por IGP-M para os montantes destinados ao PROCEL até o mês de realização dos gastos e baixados conforme sua realização. Os programas de P&D são regulamentados por meio das Resoluções Normativas ANEEL nº 316/08, aplicada até setembro de 2012, alterada pela Resolução Normativa nº 504/12, e os programas de PEE são regulamentados por meio das Resoluções nº 300/08, aplicada até maio de 2013, alterada pela Resolução Normativa nº 556/13.

Em 1º de setembro de 2020 foi publicado pelo Diário Oficial da União a Medida Provisória nº 998, que trata da destinação de recursos disponíveis para investimentos em pesquisa e desenvolvimento (P&D) e eficiência energética (EE), no período de 1º de setembro de 2020 à 31 de dezembro de 2025, para ao fundo setorial da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Diante disto, por meio da Nota Técnica nº 0496/2020-SPE/ANEEL, houve a necessidade de instauração de Consulta Pública (previsto para ocorrer no primeiro semestre de 2021) com vistas a dar transparência e colher subsídios sobre as alterações promovidas pela MP nº 998.

O saldo líquido em 31 de dezembro de 2020 no montante de R\$26.575 (R\$19.607 em 31 de dezembro de 2019), contempla a dedução dos gastos efetuados com os serviços em curso referentes à esses programas.

19.3 Bandeiras tarifárias

A partir de 1º de janeiro de 2015, por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 547 de 16 de abril de 2013, entrou em vigor o Sistema de Bandeiras Tarifárias. Este mecanismo tem como objetivo sinalizar aos consumidores os custos da geração de energia elétrica de cada mês, sendo dividido em 4 bandeiras: verde, amarela, vermelha patamar 1 e vermelha patamar 2. A cada mês, as condições de operação do sistema são reavaliadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, que define a melhor estratégia de geração de energia para atendimento da demanda. A partir dessa avaliação, define-se as térmicas que deverão ser acionadas.

A bandeira verde indica que o custo para geração de energia está no patamar normal, não sendo necessário nenhum acréscimo no valor das tarifas de energia. Já as bandeiras amarela e vermelhas, patamar 1 e 2, sinalizam que o custo da geração de energia está aumentado, sendo aplicado um adicional ao valor da tarifa de energia.

Em 24 de abril de 2018 a ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 2.392, estabeleceu os novos critérios de acionamento das bandeiras tarifárias. A definição das faixas de acionamento observará limiares de risco hidrológico definidos segundo o histórico operativo do Sistema Interligado Nacional - SIN. A métrica de acionamento passa a levar em conta a definição de custo do risco hidrológico, onde há relação indireta entre a profundidade do déficit de geração hidráulica (GSF) e o preço da energia elétrica de curto prazo (PLD). A composição dessas duas variáveis, em sistemática de gatilho, faz com que a arrecadação prevista com as bandeiras tarifárias se aproxime mais dos custos incorridos.

A composição dessas duas variáveis, em sistemática de gatilho, faz com que a arrecadação prevista com as bandeiras tarifárias se aproxime mais dos custos incorridos.

Em 21 de maio de 2019 a ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 2.551, publicou os novos critérios de acionamento das bandeiras tarifárias, com vigência a partir de 1º de junho de 2019. Em outubro do mesmo ano, a Resolução Homologatória aprimorou os valores adicionais das bandeiras, suprimindo o arredondamento de valores que até então era aplicada, alterando de R\$1,50 para R\$1,343 o valor adicional da vigência da bandeira tarifária amarela a cada 100 kWh consumidos, de R\$4,00 para R\$4,169 o valor adicional para a bandeira vermelha patamar 1 para cada 100 kWh consumidos, e de R\$6,00 para R\$6,243 o valor adicional da bandeira tarifária vermelha patamar 2 a cada 100 kWh consumidos.

Desta forma, o saldo relativo às bandeiras tarifárias refere-se aos valores a repassar à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, gerida pela CCEE, provenientes da diferença entre os valores faturados líquidos de ICMS e os valores estimados não faturados, a título de bandeiras tarifárias, deduzidos de parte dos sobrecustos de energia e encargos.

Esses recursos são alocados para a cobertura de custos não previstos nas tarifas das diversas distribuidoras do país. O valor homologado mensalmente pela ANEEL a repassar ou a ressarcir é a diferença entre o montante cobrado dos clientes e os sobrecustos referentes a: (i) Segurança Energética do Encargo de Serviço do Sistema - ESS; (ii) despacho térmico; (iii) risco hidrológico; (iv) cotas de Itaipu; (v) exposição ao mercado de curto prazo; e (vi) excedente da Conta de Energia de Reserva - CONER. Os eventuais custos não cobertos pela receita são considerados no processo tarifário subsequente.

Ordinariamente com atualização anual dos valores adicionais, o Despacho ANEEL nº 1.551 determinou, em 26 de maio de 2020, a manutenção dos valores vigentes no momento devido à declaração de estado de calamidade pública devido à pandemia de COVID-19, com a bandeira verde acionada até 31 de dezembro de 2020 (Nota 4.3.1.8). Em 30 de novembro de 2020 esse Despacho foi revogado por meio do Despacho nº 3.363, aplicando a bandeira vermelha patamar 2 para a competência de dezembro de 2020. As bandeiras tarifárias aplicadas em 2020 foram:

Bandeiras	Meses
Verde	Fevereiro a Novembro
Amarela	Janeiro
Vermelha - patamar 2	Dezembro

A Consulta Pública nº 11/2020, aberta com o objetivo de obter subsídios para a proposta de atualização das faixas de acionamento e dos valores adicionais das Bandeiras Tarifárias para o Ciclo 2020/2021, foi encerrada devido à decisão que levou à edição do Despacho nº 1.551/20, com indicação da ANEEL de ser retomada em 2021 para discussão do Ciclo 2021/2022.

20 Provisões

	Nota	Circulante		Não circulante	
		31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Provisões cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórias	20.1	6.478	2.686	172.421	136.589
Total		6.478	2.686	172.421	136.589

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. As provisões são registradas com base nas melhores estimativas do risco envolvido.

20.1 Provisões cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórias

A Companhia é parte em ações judiciais e processos administrativos perante diversos tribunais e órgãos governamentais, decorrentes do curso normal das operações, envolvendo questões tributárias, trabalhistas, regulatórias, aspectos cíveis e outros assuntos.

As obrigações são mensuradas pela melhor estimativa da Administração para o desembolso que seria exigido para liquidá-las na data nas demonstrações financeiras. São atualizadas monetariamente mensalmente por diversos índices, de acordo com a natureza da provisão, e são revistas periodicamente com o auxílio dos assessores jurídicos da Companhia.

20.1.1 Risco de perda provável

A Administração, com base em informações de seus assessores jurídicos e na análise das demandas judiciais pendentes, constituiu provisão em montante considerado suficiente para cobrir as perdas estimadas como prováveis para as ações em curso, como segue:

	Passivo					Ativo		
	Saldo em 31/12/2019	Constituição	Baixas		Atualizações Monetárias	Saldo em 31/12/2020	Depósito Judicial	
			Pagamentos	Reversões			31/12/2020	31/12/2019
Trabalhistas	89.262	13.495	(17.514)	(7.747)	7.843	85.339	44.809	47.237
Cíveis	43.703	20.913	(11.815)	(3.316)	7.094	56.579	12.685	9.773
Fiscais	17	7.912			19.383	27.312		
Regulatórias	2.686	3.709			83	6.478		
Outros	3.607	1.386	(777)	(759)	(266)	3.191		
Total	139.275	47.415	(30.106)	(11.822)	34.137	178.899	57.494	57.010
Circulante	2.686					6.478		
Não circulante	136.589					172.421	57.494	57.010

O valor total referente as garantias de provisões prováveis na Companhia é de R\$28.091 em 31 de dezembro de 2020 (R\$45.050 em 31 de dezembro de 2019).

20.1.1.1 Trabalhistas

Referem-se a diversas ações que questionam, entre outros, pagamento de horas extras, adicionais de periculosidade e reintegração.

Em 4 de agosto de 2015, por meio do julgamento do processo de arguição de inconstitucionalidade nº 479-60.2011.5.04.0231, o Pleno do Tribunal Superior do Trabalho decidiu que os débitos trabalhistas devem ser atualizados com base na variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo Especial - IPCA-E, do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE. O índice seria utilizado pelo Conselho Superior da Justiça do Trabalho - CSJT para a tabela de atualização monetária da Justiça do Trabalho (Tabela Única). Desta forma, o índice de correção desses débitos, que era a Taxa Referencial - TR, passaria a ser o IPCA-E.

O novo índice deveria ser aplicado em todas as ações trabalhistas que envolvem entes públicos e privados que discutem dívidas posteriores a 30 de junho de 2009, que ainda não foram executadas ou houve o trânsito em julgado. Todavia, em 14 de outubro de 2015, o Ministro do Supremo Tribunal Federal - STF deferiu liminar para suspender os efeitos da decisão proferida pelo Tribunal Superior do Trabalho - TST.

Em ato contínuo, em 05 de dezembro de 2017, a 2ª Turma do STF, por maioria dos votos, julgou improcedente a ação ajuizada pela Federação Nacional dos Bancos - Fenaban contra a decisão do TST nos autos do processo ArgInc-479-60.2011.5.04.0231, que determinava a aplicação do IPCA-E como índice de correção monetária dos débitos trabalhistas. Na decisão questionada pela Fenaban, o TST declarou que o uso da TR como índice de correção na Justiça do Trabalho era inconstitucional, ficando, em consequência, revogada a liminar anteriormente deferida, e determinou a adoção do IPCA-E determinado pelo IBGE, para calcular os débitos.

Em março de 2018 os Embargos Declaratórios foram julgados no TST e, neste sentido, a Companhia entendeu, por ora, que a decisão do STF deveria ser aplicada a partir de seus efeitos modulatórios e não sobre todo o processo, logo, a aplicação do IPCA-E deveria ocorrer a partir de 25 de março de 2015. Cabe recurso ao tema.

Destaca-se, desde dezembro de 2017, a Companhia passou a atualizar todos os processos trabalhistas por meio do IPCA-E.

20.1.1.2 Cíveis

Referem-se a diversas ações questionando cobrança excessiva, danos materiais, entre outros. Dentre as ações destaca-se, principalmente, o montante em 31 de dezembro de 2020 de R\$5.078 (R\$4.258 em 31 de dezembro de 2019) relativo aos pedidos de restituição dos valores pagos a título de majoração tarifária, efetuados pelos consumidores industriais em decorrência da aplicação das Portarias DNAEE nº 38/86 e nº 45/86 - Plano Cruzado, que vigoraram de fevereiro a novembro daquele ano. Os valores originais estão atualizados de acordo com a sistemática praticada no âmbito do Poder Judiciário.

20.1.1.3 Regulatórias

Referem-se a autos de infração editados pela ANEEL ou outros órgãos reguladores que encontram-se em fase de recurso pela Companhia.

20.1.1.4 Fiscais

Refere-se a ação judicial movida pela Receita Federal, objetivando a cobrança de PIS e COFINS dos períodos de 2002 e 2005, em razão do não processamento das retificações das declarações decorrentes da recomposição tarifária extraordinária, conforme orientações do parecer COSIT 26/02. Em razão do indeferimento da perícia nos autos, foi proferida decisão desfavorável no Tribunal Superior, ocasionando o provisionamento da contingência no valor de R\$27.295, já atualizados, em 31 de dezembro de 2020. A Companhia apresentou recurso e aguarda julgamento.

20.1.2 Risco de perda possível

Existem processos de naturezas trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios em andamento, cuja perda foi estimada como possível, periodicamente reavaliados, não requerendo a constituição de provisão, demonstrados a seguir:

	Passivo		Ativo	
	31/12/2020	31/12/2019	Depósito Judicial	
			31/12/2020	31/12/2019
Trabalhistas	77.061	68.543	5.924	7.715
Cíveis	236.145	201.645	5.259	7.440
Fiscais	583.170	499.295	85.207	81.775
Regulatórias		12.298		
Total	896.376	781.781	96.390	96.930

O valor total referente as garantias de provisões possíveis na Companhia é de R\$160.810 em 31 de dezembro de 2020 (R\$130.886 em 31 de dezembro de 2019).

Dentre as principais causas com risco de perda avaliadas como possível, destacamos as seguintes ações:

20.1.2.1 Trabalhistas

Referem-se a diversas ações que questionam, entre outros, pagamento de horas extras, adicionais de periculosidade e reintegração.

20.1.2.2 Cíveis

- Ação civil pública nº 26725-92.2009.4.01.3800, em trâmite na 3ª Vara Federal Cível de Belo Horizonte, movida pela Associação de Defesa de Interesses Coletivo - ADIC, que pleiteia indenização por danos materiais em razão de reajuste tarifário (Parcela "A"). Nesta demanda, foi proferida decisão que determinou a exclusão das concessionárias do polo passivo da ação, sendo mantida tão somente a ANEEL. O processo encontra-se suspenso até que, em 27 de novembro de 2013, o STJ considerou o Juízo da 3ª Vara Federal Cível de Belo Horizonte como competente para julgar todas as demandas coletivas que discutem a questão da Parcela "A". Em 05 de abril de 2017, foi proferida sentença extinguindo o feito também em relação a ANEEL. Após julgamento que extinguiu o processo sem resolução do mérito, atualmente aguarda-se decisão do recurso da parte autora. A ação tramita apenas em face da ANEEL. O valor estimado em 31 de dezembro de 2020 é de R\$87.348 (R\$73.244 em 31 de dezembro de 2019).

- Mandado de segurança nº 0002173-26.2014.4.01.3400, em trâmite na 22ª Vara Federal do Tribunal Regional Federal da 1ª Região, impetrado por Santo Antônio Energia S.A. - SAESA contra ato da Diretoria da ANEEL, objetivando suspender as obrigações de recomposição de lastro e potência e de pagamento dos encargos pelo uso do sistema de transmissão, bem como a aplicação de eventuais penalidades pelo descumprimento do cronograma da obra. Em 26 de fevereiro de 2014 foi deferido em parte o pedido de antecipação de tutela, que gerou impactos às distribuidoras de energia. Em face da referida decisão, a Companhia, por meio da ABRADÉE, ajuizou o pedido de suspensão da decisão perante o STJ, que foi deferido. Atualmente aguarda-se decisão de recurso. O valor estimado em 31 de dezembro de 2020 é de R\$16.303 (R\$13.694 em 31 de dezembro de 2019).

Adicionalmente, a SAESA propôs ação contra a ANEEL com pedido de liminar para não aplicação, durante o período de motorização da UHE Santo Antônio, do Mecanismo de Redução de Energia Assegurada - MRA. A liminar não foi concedida em primeira instância. Em sede de agravo, o TRF deferiu o pedido de antecipação de tutela formulado pela SAESA, conferindo efeito retroativo, que passou a ter eficácia desde o início de março de 2012. A Companhia e a ANEEL protocolaram junto ao STJ pedidos de Suspensão de Liminar que foi deferido suspendendo a mesma. Em 18 de março de 2015 o recurso proposto pela SAESA foi rejeitado pela corte especial do STJ. Em 26 de setembro 2018 foi proferida sentença julgando improcedentes os pedidos da SAESA. A SAESA interpôs recurso que aguarda decisão. O valor estimado em 31 de dezembro de 2020 é de R\$3.083 (R\$2.615 em 31 de dezembro de 2019).

20.1.2.3 Fiscais

- Discussão administrativa relativa ao auto de infração lavrado pela Receita Federal, objetivando a cobrança de PIS, COFINS, IRPJ e CSLL dos períodos de 2014 e 2015, incidentes sobre as perdas não técnicas de energia elétrica. O montante do processo atualizado até 31 de dezembro de 2020 é de R\$178.709 (R\$174.531 em 31 de dezembro de 2019). A Companhia apresentou defesa e aguarda julgamento.

- A fiscalização do INSS lavrou notificações de cobrança da contribuição previdenciária versando sobre: (i) a descon sideração de autônomos e também de outras pessoas jurídicas, argumentando a existência de vínculo empregatício entre esses prestadores de serviços e a Companhia; e (ii) a sua incidência sobre pagamentos realizados aos segurados empregados a título de PLR e bolsa de estudos. Essas notificações atualizadas até 31 de dezembro de 2020 importam em R\$8.596 (R\$8.527 em 31 de dezembro de 2019) e atualmente aguardam decisão administrativa.

- Diversas Prefeituras: A Companhia discute administrativa e judicialmente a cobrança de ISSQN supostamente incidente sobre os serviços relacionados à atividade de fornecimento de energia elétrica. Inclui também a exigência do pagamento sobre o espaço ocupado pelo sistema de posteamto das redes de energia elétrica e iluminação pública. Esses processos atualizados até 31 de dezembro de 2020 totalizam o montante de R\$112.099 (R\$109.961 em 31 de dezembro de 2019). Deste montante, destaca-se o valor de R\$93.181 (R\$91.880 em 31 de dezembro de 2019) decorrente da lavratura de 123 autos de infração pelo município de Vitória objetivando a cobrança do ISSQN do período de março de 2011 a fevereiro de 2016. A Companhia apresentou as defesas administrativas e judiciais, as quais aguardam julgamento.

- Discussões administrativas e judiciais relativas às compensações não homologadas pela Receita Federal, com respaldo em créditos reconhecidos judicialmente, bem como de saldo negativo de IRPJ e CSLL, e decorrentes de pagamento a maior de IRPJ, CSLL, PIS e COFINS efetuados em 2001 em consequência da aplicação do Parecer COSIT 26/02 (impostos sobre RTE), que somam em 31 de dezembro de 2020 o valor de R\$112.800 (R\$176.552 em 31 de dezembro de 2019). A Companhia apresentou as defesas, tendo obtido êxito em um dos processos, que resultou na redução da contingência. Os demais casos aguardam julgamento.

• Ação Judicial objetivando assegurar o direito da inclusão de débitos de PIS, COFINS, IRPJ e CSLL dos períodos de 2015 e 2016, no Programa Especial de Regularização Tributária (PERT) instituído pela Receita Federal do Brasil, os quais estão sendo regularmente pagos, contudo, não constavam no sistema no momento da consolidação realizada em dezembro de 2018, envolvendo o montante de R\$140.271 em 31 de dezembro de 2020. A Companhia aguarda o julgamento.

Adicionalmente, o saldo apresentado em Depósito Judicial em 31 de dezembro de 2020 deve-se, principalmente, ao processo nº 2009.50.01.010131-6, constituído em julho de 2019, no valor de R\$55.334 (R\$53.801 em 31 de dezembro de 2019), referente a execução Fiscal que visa a cobrança de débitos de COFINS referente aos meses de março a outubro de 2001, que foram compensados com crédito advindo do recolhimento indevido de FINSOCIAL. Após decisão nos autos de Agravo de Instrumento da Fazenda Nacional, foi determinada a liquidação da Carta de Fiança Bancária apresentada nos autos da Execução, resultando no depósito judicial.

20.1.2.4 Regulatórias

Refere-se a penalidade por ultrapassagem dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão – MUST nos anos de 2011 e 2013. A contratação do MUST foi realizada conforme recomendação do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, contudo, em razão de restrições sistêmicas, pela ausência de rede básica para escoar a geração no SIN, em 2011 o escoamento elevou a utilização do ponto de conexão de Mascarenhas e, em 2013, ocorreu a inversão de fluxo no ponto de Mascarenhas resultando em ultrapassagem no ponto de conexão de Campos. Atualmente, o processo encontra-se judicializado com liminar suspendendo as cobranças até a avaliação do mérito.

20.1.3 Risco de perda remota

Adicionalmente, existem processos de naturezas trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento, cuja perda foi estimada como remota. Para estas ações o saldo de depósitos judiciais em 31 de dezembro de 2020 é de R\$20.921 (R\$11.710 em 31 de dezembro de 2019).

21 Patrimônio líquido

21.1 Capital social

O capital social em 31 de dezembro de 2020 e 2019 é de R\$650.572 e está representado por 5.876.012 ações ordinárias, sem valor nominal, integralmente detidas pela EDP - Energias do Brasil.

As ações ordinárias são classificadas como Capital social e deduzidas de quaisquer custos atribuíveis à emissão de ações, quando aplicável.

A Companhia não possui capital autorizado, conforme Estatuto Social.

21.2 Destinação do lucro

O lucro líquido apurado em cada exercício será deduzido, antes de qualquer destinação, de prejuízos acumulados e destinado sucessivamente e na seguinte ordem:

- (i) 5% serão aplicados na constituição da Reserva Legal que não excederá 20% do Capital social;
- (ii) constituição de reserva de incentivos fiscais, pelo montante determinado na apuração dos tributos relacionados;
- (iii) 25% serão destinados ao pagamento de dividendos; e
- (iv) o saldo remanescente, após atendidas as disposições anteriores, terá a destinação determinada pela Assembleia Geral.

Conforme descrito no item (ii) acima, as ações têm direito a dividendos mínimos de 25% do lucro líquido ajustado, na forma da lei, podendo a ele ser imputado o valor dos Juros sobre o capital próprio - JSCP pagos ou creditados, individualmente aos acionistas, a título de remuneração do capital próprio, integrando o montante dos dividendos a distribuir pela Companhia, para todos os efeitos legais e nos termos da Lei nº 9.249/95, e regulamentação posterior.

	Nota	31/12/2020	31/12/2019
Lucro a ser destinado:			
Lucro líquido apurado no exercício		282.257	395.259
Constituição da reserva legal - 5%	21.3	(14.113)	(19.763)
		<u>268.144</u>	<u>375.496</u>
Destinação do lucro:			
Reserva de incentivo fiscal - SUDENE	21.3.3	9.535	9.309
Dividendos intermediários - JSCP	15	62.013	71.013
Dividendos complementares	15	11.941	31.186
Lucro do exercício a deliberar	21.3	<u>184.655</u>	<u>263.988</u>
		<u>268.144</u>	<u>375.496</u>
Dividendos por ação - R\$ - JSCP		10,55361	12,08524
Dividendos por ação - R\$ - Dividendos complementares		2,03216	5,30734

21.3 Reservas

	Nota	31/12/2020	31/12/2019
Reservas de capital			
Ágio na incorporação de sociedade controladora	13.2.1.2	20.615	20.615
		<u>20.615</u>	<u>20.615</u>
Reservas de lucros			
Legal	21.2	65.842	51.729
Retenção de lucros	21.3.1	444.530	444.530
Lucro do exercício a deliberar	21.3.2	184.655	263.988
Incentivos fiscais	21.3.3	46.645	37.110
		<u>741.672</u>	<u>797.357</u>

21.3.1 Retenção de lucros

A Reserva de retenção de lucros tem sido constituída em conformidade com o artigo 196 da Lei nº 6.404/76, para viabilizar os Programas de Investimentos da Companhia, previstos nos orçamentos de capital submetidos e aprovados nas Assembleias Gerais Ordinárias.

21.3.2 Lucro do exercício a deliberar

Refere-se à parcela do lucro líquido do exercício excedente ao dividendo mínimo obrigatório a ser deliberada em assembleia geral ou por outro órgão competente. É constituída conforme ICPC 08 (R1) e poderá ser destinada para pagamento de dividendos, retenção de lucros ou para aumento de capital.

O saldo em 31 de dezembro de 2019 de R\$263.988 foi distribuído como dividendos adicionais (Nota 15) conforme deliberação da AGO realizada em 30 de abril de 2020.

21.3.3 Incentivos fiscais

A Reserva de incentivos fiscais foi constituída por incentivos fiscais da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste - SUDENE referente à redução da alíquota de Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ. O valor dessa subvenção governamental está sendo excluído da base de cálculo dos dividendos, de acordo com o artigo 195-A da Lei nº 6.404/76 alterada pela Lei nº 11.638/07 (Nota 25.1).

A variação no exercício no montante de R\$9.535 é decorrente da constituição da reserva do exercício de 2020 (Nota 21.2).

21.4 Outros resultados abrangentes

Referem-se à contabilização de passivos oriundos de benefícios pós-emprego relativos a ganhos e perdas atuariais, conforme estabelecido pela Deliberação CVM nº 695/12 e regras estabelecidas no CPC 33 (R1), deduzido do respectivo Imposto de renda e contribuição social diferidos. A movimentação de Outros resultados abrangentes no exercício é a seguinte:

	Saldo em 31/12/2019	Ganhos	Perdas	Provisão IRPJ/CSLL	Saldo em 31/12/2020
Ganhos e perdas atuariais - Benefícios pós-emprego	(569.133)	184.165	(56.200)	(58.678)	(499.846)
Imposto de renda e Contribuição social diferidos	154.778			15.170	169.948
	(414.355)	184.165	(56.200)	(43.508)	(329.898)

22 Receitas

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

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

Os principais critérios de reconhecimento e mensuração, estão apresentados a seguir:

- **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 Companhia. 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.
- **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.
- **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.
- **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.
- **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 estabelecida no contrato.
- **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.
- **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 (Nota 23).
- **Subvenções vinculadas ao serviço concedido:** É reconhecida quando da efetiva aplicação de descontos nas tarifas de unidades consumidoras beneficiadas por subsídios governamentais (Nota 12.1) pela diferença entre a tarifa de referência da respectiva classe de consumo daquela efetivamente aplicada a consumidores beneficiários desses subsídios.
- **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.

Nota	Nº de consumidores (*)		MWh (*)		R\$	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Fornecimento - Faturado	22.1					
Residencial	1.270.519	1.240.112	2.503.143	2.481.008	887.428	1.014.018
Industrial	10.284	10.888	474.479	537.242	211.401	261.801
Comercial	129.182	127.832	1.147.750	1.336.585	458.333	583.757
Rural	195.846	194.974	868.839	925.695	211.976	237.013
Poder público	11.495	11.495	214.106	286.228	87.340	123.288
Iluminação pública	611	635	398.293	404.206	83.615	96.073
Serviço público	1.676	1.662	197.168	192.199	70.874	74.897
Consumo próprio	222	211	6.888	7.780		
	1.619.835	1.587.809	5.810.666	6.170.943	2.010.967	2.390.847
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - Faturado						
Consumidores cativos						
Residencial					907.653	898.295
Industrial					148.371	161.335
Comercial					419.770	472.816
Rural					208.929	194.449
Poder público					72.207	92.531
Iluminação pública					83.402	82.844
Serviço público					49.051	47.376
Consumidores livres	498	418	3.712.374	3.991.137	556.972	503.648
	498	418	3.712.374	3.991.137	2.446.355	2.453.294
Não faturado						
Fornecimento					25.532	(17.289)
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição					20.272	(16.891)
					45.804	(34.180)
Resultados de ativos financeiros setoriais	7					
CVA					51.370	(105.519)
Itens financeiros - RTE					(26.618)	(27.401)
Itens financeiros - Outros					160.729	100.472
PIS/COFINS					85.091	(532.956)
					270.572	(565.404)
Suprimento - Faturado	22.2		114.653	682.318	28.827	165.074
Energia de curto prazo	22.2		1.085.455	759.495	196.289	169.239
Receita de construção	23				384.575	317.961
Valor justo do ativo financeiro indenizável	13.1				79.904	156.844
Serviços cobráveis					8.064	9.246
Subvenções vinculadas ao serviço concedido					304.834	320.657
Ressarcimento por indisponibilidade					(7.222)	(6.750)
Arrendamentos e alugueis					27.269	20.027
Outras receitas operacionais					8.850	10.045
Receita operacional bruta			10.723.148	11.603.893	5.805.088	5.406.900
(-) Deduções à receita operacional						
Tributos sobre a receita						
ICMS					(1.045.722)	(1.135.660)
PIS/COFINS					(395.231)	99.682
ISS					(416)	(386)
					(1.441.369)	(1.036.364)
Encargos do consumidor						
P&D e PEE	19.2				(33.296)	(33.403)
CDE					(502.671)	(460.708)
PROINFA - Consumidores Livres					(14.482)	(16.557)
Bandeiras tarifárias (CCRB)	19.3				(4.349)	(21.174)
Outros encargos					(4.189)	(3.751)
					(558.987)	(535.593)
					(2.000.356)	(1.571.957)
Receita			10.723.148	11.603.893	3.804.732	3.834.943

(*) Não revisado pelos auditores independentes.

22.1 Fornecimento - Faturado

Quando comparados os dois exercícios, é observada uma redução no fornecimento decorrente principalmente dos impactos da COVID-19 (Nota 4.3) que manteve a bandeira tarifária em verde durante 10 meses, além de ter influenciado a redução no consumo substancialmente das classes industrial e comercial em 2020.

22.2 Suprimento - Faturado

Os saldos de receita faturada associada ao grupo de suprimento correspondem a comercialização de energia no MVE. Considerando que no âmbito contratual desta operação foi menor no ano de 2020, a quantidade de energia comercializada, bem como o valor faturado passam a ser inferior comprado ao ano de 2019.

22.2 Energia de curto prazo

O saldo refere-se às transações de energia e de encargos comercializados no âmbito da CCEE, que foi impactada pela baixa do valor de PLD no ambiente do curto prazo, apesar do aumento da carga comercializada.

23 Gastos operacionais

Os gastos operacionais são reconhecidos e mensurados: (i) em conformidade com o regime de competência, apresentados líquidos dos respectivos créditos de PIS e COFINS, quando aplicável; (ii) com base na associação direta da receita; e (iii) quando não resultarem em benefícios econômicos futuros.

Conforme requerido no artigo 187 da Lei nº 6.404/76, a Companhia classifica seus gastos operacionais na Demonstração do Resultado por função, ou seja, os gastos são segregados entre custos e despesas conforme sua origem e função desempenhada na Companhia.

Na segregação entre custos e despesas, são considerados os seguintes critérios: (i) Custo do serviço: contempla os gastos diretamente vinculados à prestação do serviço de energia elétrica vinculados a concessão, tais como, compra de energia elétrica para revenda, encargos de transmissão, amortização do direito de concessão da infraestrutura e os gastos relacionados ao atendimento comercial e operação e manutenção da concessão; e (ii) Despesas operacionais: são os gastos relacionados à administração da Companhia representando diversas atividades gerais atribuíveis as fases do negócio tais como pessoal administrativo, remuneração da administração, perda estimada com créditos de liquidação duvidosa e provisões judiciais, regulatórias e administrativas.

Segue abaixo o detalhamento dos gastos operacionais, de acordo com a sua natureza, conforme requerido pelo CPC 26 (R1):

	Nota	2020						Total
		Custo do serviço			Despesas operacionais			
		Com energia elétrica	De operação	Prestado a terceiros	PECLD	Gerais e administrativas	Outras	
Não gerenciáveis								
Energia elétrica comprada para revenda	23.1	1.899.962						1.899.962
Encargos de uso da rede elétrica		443.677						443.677
Outras		816						816
		<u>2.344.455</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>2.344.455</u>
Gerenciáveis								
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada	23.2		118.490	29		52.480		170.999
Material			14.899	258		2.207		17.364
Serviços de terceiros	23.3		123.486	130		55.024		178.640
Depreciação - Imobilizado em serviço			1.454				1.454	1.454
Depreciação - Ativos de direito de uso						7.262		7.262
Amortização			116.304			1.867		118.171
PECLD / perdas líquidas					59.968			59.968
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas							31.378	31.378
Arrendamentos e aluguéis	23.4		942					942
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens							47.711	47.711
Custo com construção da infraestrutura	22			384.575				384.575
Outras	23.5		14.615			6.228		20.843
		<u>-</u>	<u>390.190</u>	<u>384.992</u>	<u>59.968</u>	<u>125.068</u>	<u>79.089</u>	<u>1.039.307</u>
Total		<u>2.344.455</u>	<u>390.190</u>	<u>384.992</u>	<u>59.968</u>	<u>125.068</u>	<u>79.089</u>	<u>3.383.762</u>
2019								
	Nota	Custo do serviço			Despesas operacionais			Total
		Com energia elétrica	De operação	Prestado a terceiros	PECLD	Gerais e administrativas	Outras	
Não gerenciáveis								
Energia elétrica comprada para revenda	23.1	2.063.331						2.063.331
Encargos de uso da rede elétrica		341.287						341.287
Outras		771						771
		<u>2.405.389</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>2.405.389</u>
Gerenciáveis								
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada	23.2		121.224	54		(88.753)		32.525
Material			10.370	250		4.464		15.084
Serviços de terceiros	23.3		124.439	404		59.199		184.042
Depreciação - Imobilizado em serviço			2.328				2.328	2.328
Depreciação - Ativos de direito de uso						7.058		7.058
Amortização			105.200			3.081		108.281
PECLD / perdas líquidas					53.509			53.509
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas							18.532	18.532
Arrendamentos e aluguéis	23.4		1.443			1.535		2.978
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens							43.193	43.193
Custo com construção da infraestrutura	22			317.961				317.961
Outras	23.5		17.392			4.006		21.398
		<u>-</u>	<u>382.396</u>	<u>318.669</u>	<u>53.509</u>	<u>(9.410)</u>	<u>61.725</u>	<u>806.889</u>
Total		<u>2.405.389</u>	<u>382.396</u>	<u>318.669</u>	<u>53.509</u>	<u>(9.410)</u>	<u>61.725</u>	<u>3.212.278</u>

23.1 Energia elétrica comprada para revenda

	Nota	2020	2019
Contratos de compra de energia por disponibilidade	23.1.1	586.822	634.837
Contratos de compra de energia por quantidade	23.1.1	511.980	592.900
PROINFRA		44.751	52.033
Contratos de compra de energia por cotas	23.1.2	352.865	379.513
Energia de curto prazo	23.1.3	57.061	226.654
Energia de Itaipu Binacional	23.1.4	480.731	339.452
Encargo de Energia de Reserva - EER	23.1.5	34.428	17.219
Encargos de Serviço do Sistema - ESS		3.902	2.438
Outros		251	3.969
(-) Créditos de PIS/COFINS		(172.829)	(185.684)
		<u>1.899.962</u>	<u>2.063.331</u>

23.1.1 Contratos de compra de energia por disponibilidade e por quantidade

A variação dos valores de compra de energia por disponibilidade e quantidade deve-se a uma conjuntura de sazonalidade no cenário energético, influenciado pelos impactos da pandemia na redução de demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), em que principalmente os custos associados aos contratos apresentaram-se inferiores comparado ao mesmo período em análise do ano anterior.

23.1.2 Contratos de compra de energia por cotas

A redução dos montantes relacionados à compra de energia nos contratos na modalidade de cotas decorre, principalmente, da redução de Risco Hidrológico observado no exercício de 2020, por conta da conjuntura mais otimista do cenário hídrico, que ocasionou uma baixa de preços no decorrer do ano.

23.1.3 Energia de curto prazo

A variação dos saldos de energia no curto prazo foi influenciada pela crise da COVID-19 onde a queda de carga, aliados à um cenário hidrológico favorável, reduziu significativamente o preço do mercado de curto prazo (PLD), reduzindo assim o custo associado a ele quando comparamos com o mesmo período do ano anterior.

23.1.4 Energia de Itaipu Binacional

A variação no exercício é decorrente, principalmente, do aumento da cotação do dólar em 2020 em relação à 2019, tendo sido a média no exercício de 2020 de R\$5,22 e, no mesmo exercício de 2019, média de R\$3,97 da cotação do dólar.

23.1.5 Encargo de Energia de Reserva - EER

O EER representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas mediante leilões para este fim, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, que são rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN. energia elétrica do SIN. Ao longo de 2020, considerando um cenário energético mais favorável e a influência da pandemia da COVID-19 (Nota 4.3) sobre a demanda de energia elétrica do SIN, os valores de PLD apresentaram-se em patamares menores, fazendo com que houvesse necessidade de complementação da Conta de Energia de Reserva (CONER) por meio do pagamento da Companhia.

23.2 Pessoal e Administradores

	2020	2019
Pessoal		
Remuneração	77.705	73.695
Encargos	26.303	24.754
Previdência privada - Corrente	4.729	4.768
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	14.366	15.556
Outros benefícios - Corrente	27.463	27.853
Outros benefícios pós-emprego - Déficit ou superávit atuarial	3.842	2.817
Outros benefícios pós-emprego - Déficit ou superávit atuarial - Custo do serviço passado (Nota 18.2.1)		(134.376)
Outros	12.143	13.137
	<u>166.551</u>	<u>28.204</u>
Administradores		
Honorários e encargos	4.276	3.820
Benefícios dos administradores	172	501
	<u>4.448</u>	<u>4.321</u>
	<u>170.999</u>	<u>32.525</u>

23.3 Serviços de terceiros

	2020	2019
Serviços de consultoria	12.403	15.159
Serviços comerciais	60.005	62.630
Serviços de manutenção	48.869	47.080
Serviços técnicos	3.967	2.233
Serviços de limpeza e vigilância	5.599	5.232
Serviços de informática	25.797	26.753
Serviços de telecomunicações	3.211	3.592
Serviços de transporte	2.468	3.611
Serviços Compartilhados	9.507	8.112
(-) Crédito de PIS/COFINS	(7.119)	(7.121)
Outros	13.933	16.761
	<u>178.640</u>	<u>184.042</u>

23.4 Arrendamentos e aluguéis

O montante registrado em Arrendamentos e aluguéis, em 2020, refere-se aos arrendamentos que não foram contemplados pelo CPC 06 (R2) - Arrendamentos devido as isenções opcionais.

23.5 Outras

Em atendimento às melhores práticas de mercado, conforme o Índice de Sustentabilidade Empresarial – ISE da BM&FBovespa, apresentamos o investimento social da Companhia que é dividido em: educação, cultura, saúde e saneamento e esporte. Do valor total da rubrica de Outras de R\$20.843 (R\$21.398 em 2019), R\$1.682 (R\$217 em 2019) refere-se principalmente às doações relacionadas à COVID-19 (Nota 4.3.3). Adicionalmente, a Companhia também efetuou doações incentivadas utilizadas como benefício fiscal no montante de R\$2.800 (R\$1.594 em 2019), apresentadas líquidas dos montantes a recolher de Imposto de Renda e Contribuição social.

24 Resultado financeiro

	Nota	2020	2019
Receitas financeiras			
Juros e variações monetárias			
Renda de aplicações financeiras e cauções		8.510	9.887
Energia vendida		74.380	69.309
Depósitos judiciais	11	4.988	6.754
Juros e multa sobre tributos	8	16.367	189.218
Energia Livre	14.2	39.118	
Outros juros e variações monetárias			518
Ajustes a valor presente	6.5	2.230	3.992
(-) Tributos sobre Receitas financeiras		(5.444)	(6.774)
Outras receitas financeiras		1.229	1.192
		<u>141.378</u>	<u>274.096</u>
Despesas financeiras			
Encargos de dívida			
Empréstimos e financiamentos	17.2	(41.530)	(36.994)
Debêntures	16.2	(47.444)	(66.801)
(-) Juros capitalizados	13.3	3.093	3.146
Juros e multa sobre tributos	8	(3.191)	(6.463)
Ativos/ passivos financeiros setoriais	7	(4.825)	(178.072)
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	20.1.1	(34.137)	(11.697)
Benefícios pós-emprego	18.1.1 e 18.2	(55.992)	(59.805)
Arrendamentos e aluguéis	12.6	(1.302)	(3.942)
Energia Livre	14.2		(3.457)
Outros juros e variações monetárias		(565)	(117)
Outras despesas financeiras		(6.291)	(7.963)
		<u>(192.184)</u>	<u>(372.165)</u>
Total		<u>(50.806)</u>	<u>(98.069)</u>

25 Imposto de renda e Contribuição social

O imposto de renda registrado no resultado é calculado com base nos resultados tributáveis (lucro ajustado), às alíquotas aplicáveis segundo a legislação vigente (15%, acrescida de 10% sobre o resultado tributável que exceder R\$240 anuais). A contribuição social registrada no resultado é calculada com base nos resultados tributáveis (lucro ajustado), por meio da aplicação da alíquota de 9%. Ambos consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real, quando aplicável.

As despesas com Imposto de renda e Contribuição social compreendem os impostos correntes e diferidos. O imposto corrente e o imposto diferido são reconhecidos no resultado a menos que estejam relacionados à itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido.

	Nota	2020	2019
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro		370.164	524.596
Alíquota		34%	34%
IRPJ e CSLL		(125.856)	(178.363)
Ajustes para refletir a alíquota efetiva			
IRPJ e CSLL sobre adições e exclusões permanentes			
Doações		(572)	(74)
Juros sobre o capital próprio		21.084	24.144
Outras		(528)	(303)
IRPJ e CSLL diferidos não reconhecidos		49	
Ajustes decorrentes de exercícios sociais anteriores	25.2	9.054	15.386
SUDENE		6.681	8.500
Outros		2.181	1.373
Despesa de IRPJ e CSLL		(87.907)	(129.337)
Alíquota efetiva		23,75%	24,65%

25.1 SUDENE

Em 23 de março de 2010, a Companhia obteve, junto à SUDENE, Laudo Constitutivo nº 26/10, atestando o atendimento a todas as condições e requisitos legais exigidos para o reconhecimento do direito à redução de 75% da alíquota do Imposto de Renda e Adicionais não restituíveis, calculados com base no lucro da exploração relativo aos municípios da região norte do estado, integrantes da área de atuação da SUDENE, por um período de 10 anos a partir do exercício social de 2010, protocolado na Unidade da Receita Federal do Brasil - RFB, com jurisdição sobre o município de sua sede.

Em razão dos investimentos de modernização ocorridos na Companhia, foi concedido pela SUDENE a renovação do incentivo fiscal para os anos calendários de 2018 à 2027.

Essa subvenção governamental é reconhecida no resultado do exercício. Em atendimento ao que determina a Portaria 2.091-A de 28 de dezembro de 2007 do Ministério da Integração Nacional, órgão que regulamenta o benefício, o valor do imposto de renda que deixou de ser pago não poderá ser distribuído aos sócios ou acionistas, tendo sido transferido para a rubrica de incentivos fiscais na reserva de lucro, o qual somente poderá ser utilizado para absorção de prejuízo ou aumento de capital social.

Os incentivos fiscais mencionados acima estão registrados nas demonstrações financeiras da Companhia conforme requerido pelo CPC 07 (R1) Subvenção e Assistência Governamentais.

25.2 Ajustes decorrentes de exercícios sociais anteriores

Do montante de R\$9.054 no exercício de 2020, R\$6.354 refere-se ao ajuste de IRPJ/CSLL referente ao P&D do ano de 2019 e R\$2.700 refere-se aos recálculos do incentivo do Lucro da Exploração SUDENE, relativo aos anos de 2015 à 2018. Do montante de R\$15.386 no exercício de 2019, R\$5.822 foi decorrente de crédito do Programa de Alimentação ao Trabalhador - PAT, do período de 2003 à 2017, mediante decisão judicial e R\$4.546 foi decorrente do benefício fiscal proveniente de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, no exercício de 2018.

26 Resultado por ação

O resultado básico por ação da Companhia é calculado pela divisão do resultado atribuível aos titulares de ações ordinárias da Companhia pelo número médio ponderado de ações ordinárias em poder dos acionistas.

A Companhia não operou com instrumentos financeiros passivos conversíveis em ações próprias ou transações que gerassem efeito diluível ou antidiluível sobre o resultado por ação do exercício. Dessa forma, o resultado "básico" por ação que foi apurado para o exercício é igual ao resultado "diluído" por ação segundo os requerimentos do CPC 41.

	2020	2019
Resultado líquido do exercício atribuível aos acionistas	282.257	395.259
Média ponderada do número de ações ordinárias em poder dos acionistas controladores (mil)	5.876	5.876
Resultado básico/ diluído por ação (reais/ações)	48,03557	67,26668

27 Instrumentos financeiros e Gestão de riscos

A Companhia mantém operações com instrumentos financeiros. A administração desses instrumentos é efetuada por meio de estratégias operacionais e controles internos visando assegurar crédito, liquidez, segurança e rentabilidade. A contratação de instrumentos financeiros com o objetivo de proteção é efetuada por meio de uma análise periódica da exposição aos riscos financeiros (câmbio, taxa de juros e etc.), a qual é reportada regularmente por meio de relatórios de risco disponibilizados à Administração.

Em atendimento à Política de Gestão de Riscos Financeiros do Grupo EDP - Energias do Brasil, e com base nas análises periódicas consubstanciadas nos relatórios de risco, são definidas estratégias específicas de mitigação de riscos financeiros, as quais são aprovadas pela Administração, para operacionalização da referida estratégia. A política de controle consiste em acompanhamento permanente das condições contratadas comparadas às condições vigentes no mercado por meio de sistemas operacionais integrados à plataforma SAP. A Companhia não efetua aplicações de caráter especulativo, em derivativos ou quaisquer outros ativos de risco. Os resultados obtidos com estas operações estão condizentes com as políticas e estratégias definidas pela Administração da Companhia.

A administração dos riscos associados a estas operações é realizada por meio da aplicação de políticas e estratégias definidas pela Administração e incluem o monitoramento dos níveis de exposição de cada risco de mercado, previsão de fluxos de caixa futuros e estabelecimento de limites de exposição. Essa política determina também que a atualização das informações em sistemas operacionais, assim como a confirmação e operacionalização das transações junto às contrapartes, sejam efetuadas com a devida segregação de funções.

27.1 Instrumentos financeiros

Instrumentos financeiros são definidos como qualquer contrato que dê origem a um ativo financeiro para a entidade e a um passivo financeiro ou instrumento patrimonial para outra entidade.

Estes instrumentos financeiros são reconhecidos imediatamente na data de negociação, ou seja, na concretização do surgimento da obrigação ou do direito e são inicialmente registrados pelo valor justo acrescido ou deduzido de quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis.

Instrumentos financeiros são baixados desde que os direitos contratuais aos fluxos de caixa expirem, ou seja, a certeza do término do direito ou da obrigação de recebimento, da entrega de caixa, ou título patrimonial. Para essa situação a Administração, com base em informações consistentes, efetua registro contábil para liquidação.

A baixa pode acontecer em função de cancelamento, pagamento, recebimento, transferência ou quando os títulos expirarem.

27.1.1 Classificação dos instrumentos financeiros

Segue abaixo a classificação e mensuração dos ativos e passivos financeiros da Companhia:

	Nota	Níveis	Valor justo		Valor contábil	
			31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
Valor justo por meio do resultado						
No reconhecimento inicial ou subsequentemente						
Caixa e equivalentes de caixa	5					
Aplicações financeiras		Nível 2	136.218	74.969	136.218	74.969
Ativo financeiro indenizável	13.1	Nível 3	2.058.830	1.789.045	2.058.830	1.789.045
			2.195.048	1.864.014	2.195.048	1.864.014
Custo amortizado						
Caixa e equivalentes de caixa	5					
Bancos conta movimento		Nível 2	40.575	147.303	40.575	147.303
Consumidores e concessionárias	6	Nível 2	821.085	739.399	821.085	739.399
Cauções	11	Nível 2	187	199	187	199
Ativos financeiros setoriais	7	Nível 2	255.469	209.533	255.469	209.533
Outros créditos - Partes relacionadas	10	Nível 2	105	1.885	105	1.885
			1.117.421	1.098.319	1.117.421	1.098.319
			3.312.469	2.962.333	3.312.469	2.962.333
Passivos Financeiros						
Custo amortizado						
Fornecedores	14	Nível 2	485.469	462.586	485.469	462.586
Debêntures	16	Nível 2	895.106	985.407	890.775	992.570
Moeda nacional		Nível 2	678.004	327.490	678.986	327.488
Outras contas a pagar - Partes relacionadas	10	Nível 2	3.570	6.853	3.570	6.853
Arrendamentos e aluguéis	12.6	Nível 2	20.633	25.262	17.054	25.262
Passivos financeiros setoriais	7	Nível 2	851.004	851.130	851.004	851.130
			2.933.786	2.658.728	2.926.858	2.665.889

27.1.1.1 Ativos financeiros

Na análise para a classificação dos ativos financeiros a Companhia avalia os seguintes aspectos: (i) o modelo de negócios para a gestão dos ativos financeiros; e (ii) as características do fluxo de caixa contratual do ativo financeiro.

Posteriormente ao reconhecimento inicial pelo seu valor justo, os ativos financeiros são classificados e mensurados conforme descrito abaixo:

• Custo amortizado

Se a Companhia, conforme seu modelo de negócio, possui a intenção de manter o ativo financeiro para receber fluxos de caixa contratuais e se os mesmos constituem recebimentos de principal e juros sobre o valor original.

• Valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA)

Se a Companhia, conforme seu modelo de negócio, possui a intenção de receber os fluxos de caixa contratuais, tanto pela manutenção quanto pela venda do ativo financeiro, e se os mesmos constituem recebimentos de principal e juros sobre o valor original.

• Valor justo por meio do resultado (VJR)

Se a Companhia possui um ativo financeiro que não se enquadra na classificação de custo amortizado ou VJORA ou quando a Companhia desejar eliminar ou reduzir significativamente uma inconsistência de mensuração ou de reconhecimento que, de outro modo, pode resultar da mensuração de ativos ou passivos ou do reconhecimento de ganhos e perdas nesses ativos e passivos em bases diferentes.

27.1.1.2 Passivos financeiros

Posteriormente ao reconhecimento inicial pelo seu valor justo, como regra geral, os passivos financeiros são classificados e mensurados como custo amortizado.

Os passivos financeiros apenas serão classificados como VJR se forem: (i) derivativos; (ii) passivos financeiros decorrentes de ativos financeiros transferidos que não se qualificaram para desreconhecimento; (iii) contratos de garantia financeira; (iv) compromissos de conceder empréstimo em taxa de juros abaixo do praticado no mercado; e (v) contraprestação contingente reconhecida por adquirente em combinação de negócios.

A Companhia também poderá classificar um passivo financeiro como VJR quando: (i) a Companhia desejar eliminar ou reduzir significativamente uma inconsistência de mensuração ou de reconhecimento que, de outro modo, pode resultar da mensuração de ativos ou passivos ou do reconhecimento de ganhos e perdas nesses ativos e passivos em bases diferentes; ou (ii) o desempenho de um passivo financeiro é avaliado com base no seu valor justo de acordo com uma estratégia documentada de gerenciamento de risco ou de investimento fornecidas internamente pela Administração da Companhia.

27.1.2 Valor justo

Valor justo é o preço que seria recebido pela venda de um ativo ou que seria pago pela transferência de um passivo em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração.

Para apuração do valor justo, a Companhia projeta 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.

No caso dos Empréstimos e financiamentos (Nota 17), de acordo com o CPC 12, não é aplicável a técnica de ajuste a valor presente aos contratos com o BNDES, uma vez que estes contratos possuem características próprias.

As operações com instrumentos financeiros da Companhia que apresentam saldo contábil equivalente ao valor justo são decorrentes do fato destes instrumentos financeiros possuírem características substancialmente similares aos que seriam obtidos se fossem negociados no mercado.

Considerando que a taxa de mercado (ou custo de oportunidade do capital) é definida por agentes externos, levando em conta o prêmio de risco compatível com as atividades do setor e que, na impossibilidade de buscar outras alternativas ou diferentes hipóteses de mercado e/ou metodologias para suas estimativas, face aos negócios da empresa e às peculiaridades setoriais, o valor de mercado das Debêntures, dos Empréstimos e financiamentos e Arrendamentos e aluguéis diferem do seu valor contábil.

As informações adicionais sobre as premissas utilizadas na apuração dos valores justos dos instrumentos financeiros, que diferem do valor contábil, são divulgadas a seguir levando em consideração os prazos e relevância de cada instrumento financeiro:

(i) Debêntures e Empréstimos e financiamentos: são mensurados por meio de modelo de precificação aplicado individualmente para cada transação levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas por meio das curvas de juros de mercado. Desta forma, o valor de mercado de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate) trazido a valor presente pelo fator de desconto, incluindo o risco de crédito; e

(ii) Arrendamentos e aluguéis: consiste nos contratos, ou parte dos contratos, que transfere o direito de usar um ativo subjacente por um período de tempo em troca de contraprestação, conforme CPC 06 (R2). O saldo leva em consideração os fluxos futuros de pagamento, fundamentado nas condições contratuais, descontados a valor presente pela taxa que corresponde o custo de financiamento na contratação dos ativos alugados.

27.1.2.1 Mensuração a valor justo de instrumentos financeiros

A hierarquização dos instrumentos financeiros por meio do valor justo regula a necessidade de informações mais consistentes e atualizadas com o contexto externo à Companhia. São exigidos como forma de mensuração para o valor justo dos instrumentos da Companhia:

(a) Nível 1 - preços negociados em mercados ativos para ativos ou passivos idênticos;

(b) Nível 2 - preços diferentes dos negociados em mercados ativos incluídos no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, direta ou indiretamente; e

(c) Nível 3 - para o ativo ou passivo que são baseados em variáveis não observáveis no mercado. São geralmente obtidas internamente ou em outras fontes não consideradas de mercado.

A metodologia aplicada na segregação por níveis para o valor justo dos instrumentos financeiros da Companhia, classificados como valor justo por meio do resultado, foi baseada em uma análise individual buscando no mercado operações similares às contratadas e observadas. Os critérios para comparabilidade foram estruturados levando em consideração prazos, valores, carência, indexadores e mercados atuantes. Quanto mais simples e fácil o acesso à informação comparativa mais ativo é o mercado, quanto mais restrita a informação, mais restrito é o mercado para mensuração do instrumento. Não houve alteração nas classificações dos níveis de Instrumentos financeiros no exercício.

27.2 Gestão de riscos

Desde 2006 o Grupo EDP – Energias do Brasil desenvolveu processos para monitoramento e avaliação dos riscos corporativos. A partir de 2010, foram criados novos métodos e um novo dicionário de riscos, tendo o mesmo sido consolidado em 2011 como uma Norma de Risco Corporativo, e mantida atualizada desde então.

O Grupo EDP – Energias do Brasil, seguindo as melhores práticas de governança e de alinhamento com o modelo de três linhas de defesa, segregou as funções de *Compliance* e Auditoria Interna em duas diretorias distintas. Adicionalmente, e como forma de reforço do modelo de Gestão do Riscos, foi criada uma Diretoria de Gestão de Riscos e Segurança.

Dessa forma, o Grupo EDP – Energias do Brasil possui uma área de Riscos e Crise, na qual realiza o gerenciamento integrado dos riscos, oportunidades e crises, com o objetivo assegurar que os diversos riscos inerentes a cada uma das áreas sejam geridos por seus responsáveis e reportados periodicamente à Diretoria, para que sejam tomadas as providências necessárias.

A Gestão do Risco está definida através de uma Política de Risco do Negócio, pública ao mercado, e as diretrizes da sua metodologia estão publicadas na Norma de Riscos Corporativos. Ainda em linha com as melhores práticas, esse processo está baseado em metodologias reconhecidas, como COSO ERM (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*) e Norma ISO 31.000, que fornece diretrizes para gerenciar riscos enfrentados pelas organizações por meio de uma linguagem e abordagem comuns à quaisquer tipos de riscos.

No Grupo EDP - Energias do Brasil os riscos são priorizados seguindo os parâmetros estratégicos e definidos de forma colegiada através do Comitê de Auditoria, esse representado pelas Diretorias das Unidades Negócios, de forma a garantir a governança do processo e atuar como elo entre a Administração da Companhia e a operação.

O Grupo EDP - Energias do Brasil teve mais uma vez as suas boas práticas reconhecidas ao manter a Certificação da Norma ISO 37.001, que tem por objetivo apoiar as organizações a combater suborno, a partir de uma cultura de integridade, transparência e conformidade com as leis vigentes, com o auxílio de requisitos, políticas, procedimentos e controles adequados para lidar com os respectivos riscos. O resultado desta manutenção reforça que os controles adotados pelo Grupo EDP - Energias do Brasil são adequados e aderentes ao Sistema de Gestão Antissuborno implementado.

27.2.1 Risco de mercado

O risco de mercado é apresentado como a possibilidade de perdas monetárias em função das oscilações de variáveis que tenham impacto em preços e taxas negociadas no mercado. Essas flutuações geram impacto a praticamente todos os setores e, portanto, representam fatores de riscos financeiros.

Os Empréstimos, financiamentos e Debêntures captados pela Companhia, apresentados nas notas 16 e 17, possuem regras contratuais para os passivos financeiros fundamentalmente atrelados ao risco de mercado associado à TJLP, CDI e IPCA.

Deve-se considerar que a Companhia está exposta a oscilação da taxa SELIC e da inflação, podendo ter um custo maior na realização dessas operações.

A Companhia está exposta ao risco de variação cambial, atrelado ao Dólar, por meio dos pagamentos de energia comprada de Itaipu, contudo, as alterações de variação cambial são repassadas integralmente ao consumidor na tarifa, por meio do mecanismo da CVA.

Com a pandemia da COVID-19 (Nota 4.3) a Administração da Companhia avaliou suas principais exposições tendo concluído que, no exercício, não há incremento de risco significativo de mercado, conforme exposto acima.

27.2.1.1 Análise de sensibilidade

Em atendimento à Instrução CVM nº 475/08, a Companhia efetua a análise de sensibilidade de seus instrumentos financeiros, inclusive os derivativos.

A análise de sensibilidade tem como objetivo mensurar o impacto às mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. 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. As informações demonstradas no quadro, mensuram contextualmente o impacto nos resultados da Companhia em função da variação de cada risco destacado.

No quadro a seguir foram considerados cenários dos indexadores utilizados pela Companhia, com as exposições aplicáveis de flutuação de taxas de juros e outros indexadores até as datas de vencimento dessas transações, com o cenário I (provável) o adotado pela Companhia, baseado fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do relatório Focus do Banco Central, os cenários II e III com 25% e 50% de aumento do risco, respectivamente, e os cenários IV e V com 25% e 50% de redução, respectivamente.

Operação	Risco	Saldo da exposição	Aging cenário provável		Cenário (I)	Cenário (II)	Cenário (III)	Cenário (IV)	Cenário (V)
			Até 1 ano	2 a 5 anos	Provável	Aumento do risco em 25%	Aumento do risco em 50%	Redução do risco em 25%	Redução do risco em 50%
Aplicação financeira - CDB	CDI	136.084	2.066	-	2.066	518	1.036	(517)	(1.034)
Fundos de investimento	CDI	134	2	-	2	-	1	-	(1)
Cauções e depósitos vinculados	CDI	187	-	-	-	-	-	-	-
Instrumentos financeiros ativos	CDI	136.218	2.068	-	2.068	518	1.037	(517)	(1.035)
Debêntures	CDI	(682.277)	(10.353)	(34.632)	(44.985)	(10.776)	(21.564)	10.970	21.929
Empréstimos e financiamentos - NP	CDI	(155.231)	(2.228)	-	(2.228)	(230)	(526)	368	668
Instrumentos financeiros passivos	CDI	(837.508)	(12.581)	(34.632)	(47.213)	(11.006)	(22.090)	11.338	22.597
		(701.290)	(10.513)	(34.632)	(45.145)	(10.488)	(21.053)	10.821	21.562
Empréstimos e financiamentos - BNDES	TJLP	(109.254)	(6.715)	(8.978)	(15.693)	(2.370)	(4.714)	2.395	4.817
Instrumentos financeiros passivos	TJLP	(109.254)	(6.715)	(8.978)	(15.693)	(2.370)	(4.714)	2.395	4.817
		(109.254)	(6.715)	(8.978)	(15.693)	(2.370)	(4.714)	2.395	4.817
Debêntures	IPCA	(211.503)	(24.971)	(48.086)	(73.057)	(7.834)	(15.917)	7.592	14.950
Empréstimos e financiamentos - BNDES	IPCA	(165.881)	(25.391)	(20.349)	(45.740)	(3.679)	(7.447)	3.591	7.098
Instrumentos financeiros passivos	IPCA	(377.384)	(50.362)	(68.435)	(118.797)	(11.513)	(23.364)	11.183	22.048
		(377.384)	(50.362)	(68.435)	(118.797)	(11.513)	(23.364)	11.183	22.048

As curvas futuras dos indicadores financeiros CDI, TJLP e IPCA estão em acordo com o projetado pelo mercado e alinhadas com a expectativa da Administração da Companhia.

Os indicadores tiveram seus intervalos conforme apresentado a seguir: CDI entre 1,8% e 6,0% a.a.; TJLP entre 4,2% e 5,2% a.a.; e IPCA entre 3,5 e 22,2% a.a.

27.2.2 Risco de liquidez

O risco de liquidez evidencia a capacidade da Companhia em liquidar as obrigações assumidas. Para determinar a capacidade financeira da Companhia em cumprir adequadamente os compromissos assumidos, os fluxos de vencimentos dos recursos captados e de outras obrigações fazem parte das divulgações. Informações com maior detalhamento sobre as debêntures e empréstimos captados pela Companhia são apresentados nas notas 16 e 17.

A Administração da Companhia somente utiliza linhas de créditos que possibilitem sua alavancagem operacional. Essa premissa é afirmada quando observamos as características das captações efetivadas.

Os ativos financeiros mais expressivos da Companhia estão demonstrados nas rubricas: (i) Caixa e equivalentes de caixa (Nota 5), sendo o Caixa um montante cuja disponibilidade é imediata e os Equivalentes de caixa correspondentes às aplicações financeiras de liquidez imediata que são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa; (ii) Consumidores e Concessionárias (Nota 6), cujos os saldos apresentados compreendem um fluxo estimado para os recebimentos; e (iii) Ativo financeiro indenizável (Nota 13.1) cujo o saldo apresentado corresponde ao valor a receber do Poder Concedente ao final da concessão e está mensurado pelo valor novo de reposição.

Os riscos de liquidez atribuídos às rubricas de Debêntures e Empréstimos e financiamentos referem-se a juros futuros que, conseqüentemente, não estão contabilizados e encontram-se demonstrados na nota 29.1.

A Companhia também gerencia o risco de liquidez por meio do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela análise de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro de 2020, incluindo principal e juros, considerando a data mais próxima em que a Companhia espera liquidar as respectivas obrigações.

	31/12/2020				31/12/2019	
	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	De 3 meses a 1 ano	De 1 a 5 anos	Total	Total
Passivos Financeiros						
Fornecedores	348.890	54.495	82.084	-	485.469	462.586
Outras contas a pagar - Partes relacionadas	-	-	250	3.320	3.570	6.853
Debêntures	-	119.894	229.035	541.846	890.775	992.570
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	-	15.083	474.032	189.871	678.986	327.488
Arrendamentos e aluguéis	648	1.349	5.310	9.747	17.054	25.262
Passivos financeiros setoriais	-	-	192.949	658.055	851.004	851.130
	349.538	190.821	983.660	1.402.839	2.926.858	2.665.889

Adicionalmente a Companhia possui em seu Contrato de Concessão cláusula de Equilíbrio Econômico-Financeiro para restabelecer alterações significativas nos custos, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia elétrica e encargos de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica ou na hipótese de alteração unilateral do contrato, o que garante maior estabilidade na gestão do risco de liquidez da Companhia.

27.2.2.1 Risco de sobrecontratação

Conforme previsto na regulamentação do setor elétrico, em especial no Decreto nº 5.163/04, se a energia contratada estiver dentro do limite de até 5% acima da necessidade total da distribuidora, haverá repasse integral às tarifas do custo incorrido com a compra de energia excedente e da consequente liquidação ao PLD. Contudo, quando a distribuidora ultrapassar o referido limite, sendo este ocasionado de forma voluntária, fica exposta à variação entre o preço de compra e o de venda do montante excedente no mercado de curto prazo.

A estratégia para contratação de energia pela Companhia busca assegurar que o nível de contratação permaneça na faixa entre 100% e 105%, minimizando os riscos com a compra de energia para atendimento ao mercado cativo. Para tal, a cada processo de decisão do montante de declaração de compra de energia em leilão e da participação em Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD ou venda de energia por meio do MVE, utilizam-se de modelos estatísticos para a projeções de diversos cenários de consumo, onde correlaciona-se variáveis climáticas, econômicas e tarifárias, além de modelos de otimização que buscam a minimização do custo, risco de penalidade e não-repasse tarifário.

Na regulação atual, a expansão em lastro do sistema energético nacional é garantida por meio da contratação de energia de longo prazo pelas distribuidoras, por meio da projeção do seu mercado cativo, com 3 a 6 anos de antecedência em relação ao período de suprimento da energia elétrica adquirida (alterado pelo Decreto nº 9.143/17), ou seja, as decisões de contratações utilizam-se de projeções econômicas de longo prazo que em situação de normalidade não apresentam grandes variações. O montante dos compromissos contratuais para compra de energia futura firmados até 31 de dezembro de 2020 estão apresentados na nota 29.1.

No cenário atual, além da queda no consumo ocasionada por uma conjuntura econômica adversa e imprevisível, a forte elevação nas tarifas do mercado regulado em contrapartida de um preço baixo no mercado livre, levaram muitos clientes a migrarem do ambiente cativo ao livre, motivados por uma redução do custo com a compra de energia. Ambos os fatores levaram as distribuidoras a um cenário generalizado de sobrecontratação.

Para mitigação dos riscos de sobre e subcontratação (exposição), há instrumentos previstos na regulamentação para que as distribuidoras possam elevar ou reduzir o volume de energia contratada, ou seja, administrar seus portfólios de contratos. São eles:

- Elevação do nível de contratação por meio da contratação nos Leilões A-7, A-6, A-5, A-4, A-3, A-2, A-1, A-0, de fontes alternativas (alterado pelo Decreto nº 9.143/17), de ajuste e também por meio de participações no MCSD tanto de Energia Existente quanto de Energia Nova com declaração de déficit;

- (i) Diminuição do nível de contratação por meio da redução dos volumes dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEARs de energia existente por quantidade, com redução anual de até 4% do volume contratado por variações de mercado; (ii) declaração inferior a 96% do montante de reposição em Leilões A-1 (alterado pelo Decreto nº 8.828/16); (iii) redução de contratos de energia existente por quantidade por migração de consumidores convencionais e especiais (Previsto pela Resolução Normativa nº 726/2016) ao Ambiente de Contratação Livre (ACL); (iv) acordos bilaterais; e (v) participação em MCSD's com declaração de sobre e venda de energia para o ACL por meio do MVE.

Com a publicação da Lei nº 12.783/13, que tratou da prorrogação das concessões do setor de energia elétrica, os agentes detentores de usinas hidrelétricas cujo prazo de concessão terminasse em até cinco anos puderam solicitar a renovação da concessão, submetendo-se ao regime de Cotas de Garantia Física, alocadas às distribuidoras por meio dos Contratos de Cotas de Garantia Física - CCGFs. Assim, a partir de 2013, os CCGFs substituíram parte dos CCEARs de energia existente das distribuidoras.

No entanto, aos CCGFs não foi dada a prerrogativa de redução do volume contratado para que a distribuidora pudesse administrar o seu nível de contratação. Com esta alteração, alheia à gestão das distribuidoras, este segmento passou a não possuir mecanismos suficientes para se proteger contra a redução de consumo e migração de clientes ao ambiente livre. Nomeadamente, a participação do MCSD 4%, tampouco do MCSD Trocas Livres e do MCSD Mensal, ficaram limitadas. Logo, reduziu o volume de realizações nos CCEARs de energia existente tal como preconizado na Lei nº 10.848/04 e no artigo 29 do Decreto nº 5.163/04.

Além dos contratos CCGFs, que não apresentam a prerrogativa de redução do volume contratado, a perda de flexibilidade das distribuidoras na gestão de suas sobras contratuais foi potencializada pela introdução de CCEARs de energia existente por disponibilidade nos seus portfólios, os quais também não preveem cláusula contratual específica que permita a redução do montante contratado.

Em 2016 a Nota Técnica nº109/2016 propunha o aprimoramento da Resolução Normativa nº 693/2015 permitindo criar o MCSD de Energia Nova como um mecanismo adicional para que tanto distribuidoras quanto geradoras pudessem desconstratar energia no mercado regulado. Em 2018 mediante a Resolução Normativa nº 824 de 10 de julho e a Resolução nº 833 de 10 de dezembro do mesmo ano (revogada pela Resolução nº 869 de 28 de janeiro de 2020), foi regulamentado o MVE como instrumento adicional de gestão de sobre de energia para as distribuidoras. Contudo, esta nova normativa também limitou a eficiência do MCSD Energia Nova e dos contratos bilaterais na redução do nível de contratação, permitindo a utilização destes mecanismos apenas com usinas que não estejam em operação comercial.

Com a publicação do Decreto nº 9.143/17 (Resolução nº 453 de 2011), passou-se a reconhecer a exposição contratual involuntária das distribuidoras sempre que observada a condição do máximo esforço do agente, em razão de: (i) compra frustrada de energia elétrica em leilões de contratação; (ii) acontecimentos extraordinários e imprevisíveis decorrentes de eventos alheios à vontade do agente vendedor, reconhecidos pela ANEEL; (iii) alterações na distribuição dos CCGFs, na disponibilidade de energia e potência da Itaipu Binacional, do PROINFA e, a partir do ano de 2013, das Usinas Angra 1 e Angra 2; e (iv) exercício da opção de compra por consumidores livres e especiais. Contudo, apesar de reconhecida a exposição involuntária, os critérios de cumprimento da condição de máximo esforço do distribuidor estão em fase de discussão na ANEEL no que se refere aos anos de 2016 em diante.

A Resolução Normativa nº 727/2016 determina ainda que para atender o critério de máximo esforço será exigida a declaração no MCSD Energia Nova de todos os montantes de exposição involuntária das distribuidoras.

Com o cenário da COVID-19 (Nota 4.3.4.2), houve uma redução no mercado de distribuição de energia elétrica para o exercício de 2020, ocasionando assim, uma sobrecontratação da energia contratada. O Decreto nº 10.350, do dia 18 de maio de 2020, adicionou ao Decreto nº 5.163/2004, em seu Art. 3º § 7º, a redação de que a redução de carga decorrente dos efeitos da referida pandemia, apurada conforme regulação da ANEEL, será considerada como exposição contratual involuntária das distribuidoras de energia elétrica.

É previsto, portanto, que a ANEEL defina em regulamentação específica a avaliação da sobrecontratação involuntária das empresas, assim como eventuais recomposições adicionais do equilíbrio econômico dos contratos de concessão. De acordo com a Resolução nº 885/2020, em seu Art. 15º § 1º, (60 dias após publicação da Resolução), foi instaurada a consulta pública nº 35 pela Agência Reguladora, cujo encerramento da 3ª fase se dará em 1º de fevereiro de 2021, para aprimoramento dos mecanismos relativos à reequilíbrio econômico-financeiro, advindos de fatos geradores decorrentes da pandemia, além de o tratamento da sobrecontratação involuntária e o ressarcimento ao consumidor de custos administrativos, financeiros e tributários da operação de crédito da Conta-covid.

A sobrecontratação de energia, relativa ao exercício de dezembro de 2020, afetou negativamente o resultado da Companhia em R\$11.779, já incluindo os efeitos da COVID-19.

27.2.2.2 Vencimento antecipado de dívidas

A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritivas (*Covenants*), normalmente aplicável a esse tipo de operação, relacionada ao atendimento de índice financeiro.

Covenants são indicadores econômico-financeiros de controle da saúde financeira da Companhia exigidos nos contratos de ingresso de recursos. O não cumprimento dos *covenants* impostos nos contratos de dívida pode acarretar em um desembolso imediato ou vencimento antecipado de uma obrigação com fluxo e periodicidade definidos. A relação dos *covenants* por contrato aparecem descritos individualmente nas notas 16 e 17. Até 31 de dezembro de 2020 todos os *covenants* das obrigações contratadas foram atendidos em sua plenitude.

Além do controle de *covenants* atrelado ao risco de liquidez, existem garantias contratadas para os Empréstimos, financiamentos e Debêntures nas respectivas notas 16 e 17. Essas garantias contratuais são o máximo que a Companhia pode ser exigida a liquidar, conforme os termos dos contratos de garantia financeira, caso o valor total garantido seja executado pela contraparte decorrente de falta de pagamento. Para a rubrica de Compra de Energia, as garantias estão vinculadas, em sua maioria, aos recebíveis da Companhia, passíveis de alteração decorrente de eventuais perdas de crédito nestes recebíveis.

27.2.2.3 Capital circulante líquido - CCL

O capital circulante líquido da Companhia, que corresponde à diferença entre o ativo circulante e o passivo circulante, em 31 de dezembro de 2020 foi negativo em R\$492.532 (R\$167.666 positivo em 31 de dezembro de 2019), devido, principalmente, às amortizações previstas das Debêntures, Empréstimos e Financiamentos, e Passivos Financeiros Setoriais decorrentes da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS que estão sendo devolvidos via tarifa aos consumidores. A Administração da Companhia entende que possui liquidez satisfatória, mesmo com o capital circulante líquido negativo, representando condições adequadas para cumprir as obrigações operacionais de curto prazo, tendo em vista as receitas futuras do negócio e eventuais novas captações de dívida.

27.2.3 Risco hidrológico

A matriz energética brasileira é predominantemente hídrica e um período prolongado de escassez de chuva reduz o volume de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, ocasionando, além de um risco de racionamento de energia, um aumento no custo de aquisição de energia no mercado de curto prazo e na elevação nos valores de encargos de sistema elétrico em decorrência do aumento do despacho das usinas termoeletricas, gerando maior necessidade de caixa e consequentemente de aumentos tarifários futuros para a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão.

Em relação ao risco de racionamento, para o seu monitoramento, a Companhia utiliza como ferramentas o Subcomitê de Risco Energético que tem como práticas: (i) a avaliação do cenário de oferta e demanda de energia nas diferentes regiões de atuação, das variáveis macro e microeconômicas, e as especificidades de cada mercado, em um horizonte de cinco anos; (ii) a antecipação de potenciais impactos sobre a geração de energia elétrica, de forma assegurar o suprimento de energia; (iii) minimização dos impactos na receita; e (iv) evitar o desabastecimento das concessionárias.

27.2.4 Risco de crédito

O risco de crédito compreende a possibilidade da Companhia não realizar seus direitos. Essa descrição está, principalmente, relacionada às rubricas abaixo:

• Consumidores e Concessionárias

Os contratos de concessão de distribuição priorizam o atendimento abrangente do mercado, sem que haja qualquer exclusão das populações de baixa renda e das áreas de menor densidade populacional. Desta forma, o atendimento e aceite ao novo consumidor cativo dentro da área de atuação da concessionária que presta o serviço na região é regra integrante do contrato de concessão.

Assim, para a distribuição de energia elétrica o instrumento financeiro capaz de expor a Companhia ao risco de crédito é o Contas a receber de consumidores. Contudo, a Companhia realiza abrangentes estudos para determinar a perda estimada para estes ativos.

A principal ferramenta na mitigação do risco de não realização do contas a receber de consumidores é a suspensão do fornecimento de energia elétrica aos consumidores inadimplentes. Anterior a essa etapa a Companhia realiza diversos métodos de cobrança tais como cobranças administrativas, notificações na fatura de energia e via SMS, protesto junto aos cartórios, restrição de crédito junto às empresas de proteção ao crédito, entre outras. A Companhia oferece diversos canais de atendimento para facilitar o contato com o consumidor, dentre elas, *call centers*, lojas de atendimento presencial, internet, aplicativo, além de realização de feirões para acordos de pagamentos.

Conforme mencionado na nota 4.3.4.1, a Resolução Normativa nº878 vedou em 24 de março de 2020 a suspensão do fornecimento de energia para determinadas classes de consumo. Com isso, a Companhia observou aumento na inadimplência comparado ao histórico de arrecadação e, conseqüentemente, aumentou a previsão de perdas esperadas para estes recebíveis utilizando parâmetros do indicador de inadimplência do Banco Central calculado por consultoria especializada (Nota 6).

Ainda com relação a pandemia da COVID-19 a Companhia possui contratos de energia com clientes livres, onde, entre março e dezembro, alguns destes clientes solicitaram melhores condições de pagamento para aliviarem o impacto em seus fluxos de caixa e/ou acionaram a cláusula de Caso Fortuito ou Força Maior para suspenderem o pagamento da demanda contratada enquanto durar a pandemia e pagar somente a energia efetivamente medida dos contratos. A Administração da Companhia procedeu com avaliação jurídica indicando que não há motivo para que esta cláusula seja acionada e, neste sentido, está apresentando propostas de parcelamento aos clientes e/ou tomando medidas judiciais cabíveis. Portanto para o exercício não houve registro contábil relativo ao risco de crédito.

Adicionalmente, com vistas a manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, a regulamentação da ANEEL prevê o repasse nas tarifas do montante de receitas não arrecadadas, transcorridos o prazo de 5 anos de cobrança, conforme regulamentação vigente por meio do submódulo 2.2 do PRORET.

Para os efeitos da COVID-19 (Nota 4.3), a Companhia aguarda o encerramento da 3ª fase da Consulta Pública nº 35, que definirá os critérios para eventual restabelecimento de equilíbrio econômico com vistas a recuperar as perdas de crédito materializadas e que, por ventura, não se enquadrem nos critérios de cálculo do submódulo 2.2 do PRORET.

• Caixa, Equivalentes de caixa e Cauções

A administração desses ativos financeiros é efetuada por meio de estratégias operacionais com base em políticas corporativas e controles internos visando assegurar liquidez, segurança e rentabilidade.

Estratégias específicas de mitigação de riscos financeiros em atendimento à Política de Gestão de Riscos Financeiros do Grupo EDP - Energias do Brasil, são realizadas periodicamente baseadas nas informações extraídas dos relatórios de riscos.

As decisões sobre aplicações financeiras também são orientadas pela mesma política citada acima, estabelecendo condições e limites de exposição a riscos de mercado avaliados por agências especializadas. A política determina níveis de concentração de aplicações em instituições financeiras de acordo com o *rating* do banco e o montante total das aplicações da Companhia, de forma a manter uma proporção equilibrada e menos sujeita a perdas.

Em se tratando de aplicações financeiras vinculadas à CDB ou lastreadas em debêntures, a Companhia opera apenas com instituições financeiras cuja classificação de risco seja no mínimo A na agência Fitch Ratings (ou equivalente para as agências Moody's ou Standard & Poor's). Segue abaixo os montantes de aplicações financeiras segregadas por classificação de riscos:

	Nota	31/12/2020	31/12/2019
Classificação da instituição financeira			
AAA		125.008	69.769
AA		11.076	4.999
A			53
	5	<u>136.084</u>	<u>74.821</u>

A Política de Gestão de Riscos também permite a aplicação de recursos em Fundo de Investimento Restrito cuja carteira de ativos é atrelada a Letras Financeiras do Tesouro – LFTs, emitidas pelo Governo Brasileiro, ou Operações compromissadas lastreadas em Títulos Públicos Federais, considerados de alta liquidez no mercado e de baixíssimo risco (Nota 5.2).

A Administração entende que as operações de aplicações financeiras contratadas não expõem a Companhia a riscos de crédito significativos que futuramente possam gerar prejuízos materiais.

• Ativo financeiro indenizável

O saldo refere-se a valores a receber a título de indenização do Poder Concedente e são decorrentes dos investimentos realizados na infraestrutura da concessionária que não serão recuperados por meio da prestação de serviços outorgados até o final da concessão. O contrato de concessão garante o direito da Companhia à indenização dos ativos de infraestrutura ainda não amortizados, desde que autorizados pela ANEEL, e apurados em procedimentos de fiscalização da agência.

• Ativos financeiros setoriais

Os ativos financeiros setoriais decorrem das diferenças entre os custos previstos pela ANEEL e incluídos na tarifa no início do período tarifário, comparados àqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Anualmente, a ANEEL revisa as tarifas de Companhia e incorpora tais ativos na mesma. Adicionalmente, o contrato de concessão também garante que serão indenizados à Companhia os saldos remanescentes de eventual insuficiência de ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção, por qualquer motivo, da concessão.

27.2.5 Risco regulatório

As atividades da Companhia são regulamentadas e fiscalizadas pelas agências reguladoras (ANEEL, ARSP-ES, etc.) e demais órgãos relacionados ao setor (MME, CCEE, etc.). A Companhia tem o compromisso de estar em conformidade com todos os regulamentos expedidos, sendo assim, qualquer alteração no ambiente regulatório poderá exercer impacto sobre suas atividades.

A mitigação dos riscos regulatórios é realizada por meio do monitoramento dos cenários que envolvem o negócio. Adicionalmente, a Companhia atua na discussão dos temas de seu interesse disponibilizando estudos, teses e experiências aos públicos formadores de opinião.

27.2.6 Gestão de capital

Os objetivos da Administração ao administrar o capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade da Companhia para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de manter uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo e manter a liquidez financeira adequada.

Para manter ou ajustar a estrutura do capital, o Grupo EDP - Energias do Brasil pode rever a política de pagamento de dividendos, devolver capital aos acionistas, emitir novas ações, fazer novos financiamentos ou refinanciar as dívidas existentes.

	31/12/2020	31/12/2019
Total dos empréstimos e debêntures	1.569.761	1.320.058
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(176.793)	(222.272)
Dívida líquida	1.392.968	1.097.786
Total do Patrimônio Líquido	1.082.961	1.054.189
Total do capital	2.475.929	2.151.975
Índice de alavancagem financeira - %	56,26%	51,01%

28 Demonstrações dos Fluxos de Caixa

28.1 Atividades de financiamento

Em conformidade com o CPC 03 (R2) - Demonstração dos Fluxos de Caixa, seguem abaixo as mudanças ocorridas nos ativos e passivos decorrentes das atividades de financiamento, incluindo os ajustes para conciliar o lucro:

Nota	Saldo em 31/12/2019	Efeito caixa	Efeito não caixa			Saldo em 31/12/2020
			Variação monetária e cambial	Ajuste a valor de mercado/ presente	Adições/ baixas	
Aumento (diminuição) de passivos financiamento						
Dividendos	15	91.547	(355.535)		328.640	64.652
Debêntures	16	992.570	(149.239)	9.294	38.150	890.775
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17	327.488	309.968	6.133	35.397	678.986
Arrendamentos e aluguéis	12.6	25.262	(9.755)	(446)	1.748	17.054
		<u>1.436.867</u>	<u>(204.561)</u>	<u>14.981</u>	<u>1.748</u>	<u>1.651.467</u>

	Saldo em 31/12/2018	Efeito caixa	Efeito não caixa			Saldo em 31/12/2019
			Variação monetária e cambial	Ajuste a valor de mercado/ presente	Adições/ baixas	
Aumento (diminuição) de passivos financiamento						
Dividendos	63.729	(113.729)			141.547	91.547
Debêntures	755.102	170.667			66.801	992.570
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	423.711	(133.217)	6.435		30.559	327.488
Arrendamentos e aluguéis	-	(5.580)	2.657	1.285	26.900	25.262
	<u>1.242.542</u>	<u>(81.859)</u>	<u>9.092</u>	<u>1.285</u>	<u>265.807</u>	<u>1.436.867</u>

28.2 Transações não envolvendo caixa

Em conformidade com o CPC 03 (R2), as transações de investimento e financiamento que não envolveram o uso de caixa ou equivalentes de caixa não devem ser incluídas na demonstração dos fluxos de caixa.

Todas as atividades de investimento e financiamento que não envolveram movimentação de caixa e, portanto, não estão refletidas em nenhuma rubrica da demonstração do fluxo de caixa, estão demonstradas abaixo:

	2020	2019
Constituição de dividendos e JSCP a pagar	64.652	91.547
Capitalização de juros de empréstimos e debêntures aos Ativos da concessão	3.093	3.146
Capitalização nos Ativos da concessão relativo à contingências	4.215	4.130
Constituição de arrendamentos e aluguéis no Imobilizado	245	26.900
Total	<u>72.205</u>	<u>125.723</u>

29 Compromissos contratuais e Garantias

29.1 Compromissos contratuais

Em 31 de dezembro de 2020 a Companhia apresenta os compromissos contratuais, não reconhecidos nas demonstrações financeiras, apresentados por maturidade de vencimento.

Os compromissos contratuais referidos no quadro abaixo refletem essencialmente acordos e compromissos necessários para o decurso normal da atividade operacional da Companhia, inclusive aqueles compromissos contratuais que ultrapassam a data final da concessão, atualizados com as respectivas taxas projetadas e ajustados ao valor presente pela taxa que corresponde o custo médio de capital (WACC) da Companhia.

	31/12/2020			31/12/2019		
	2021	2022 a 2023	2024 a 2025	A partir de 2026	Total geral	Total geral
Responsabilidades com locações operacionais	907	839			1.746	1.694
Obrigações de compra						
Compra de energia	1.874.842	3.683.484	3.178.868	10.471.739	19.208.933	17.827.788
Encargos de conexão e transporte de energia	423.540	862.267	754.837	1.004.362	3.045.006	2.776.305
Materiais e serviços	486.054	285.155	39.574	547	811.330	875.136
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e debêntures	72.220	80.649	20.036	1	172.906	193.883
	<u>2.857.563</u>	<u>4.912.394</u>	<u>3.993.315</u>	<u>11.476.649</u>	<u>23.239.921</u>	<u>21.674.806</u>

Os compromissos contratuais referidos no quadro abaixo refletem os mesmos compromissos contratuais demonstrados acima, todavia, estão atualizados com as respectivas taxas na data-base de 31 de dezembro de 2020, ou seja, sem projeção dos índices de correção, e não estão ajustados a valor presente.

	31/12/2020			31/12/2019		
	2021	2022 a 2023	2024 a 2025	A partir de 2026	Total geral	Total geral
Responsabilidades com locações operacionais	876	876			1.752	1.543
Obrigações de compra						
Compra de energia	1.874.841	4.111.918	4.045.447	18.556.966	28.589.172	26.032.456
Encargos de conexão e transporte de energia	423.540	961.857	966.682	1.450.548	3.802.627	3.649.113
Materiais e serviços	469.617	303.853	47.851	900	822.221	799.837
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e debêntures	68.460	68.640	21.283		158.383	188.716
	<u>2.837.334</u>	<u>5.447.144</u>	<u>5.081.263</u>	<u>20.008.414</u>	<u>33.374.155</u>	<u>30.671.665</u>

29.2 Garantias

Tipo de garantia	Modalidade	Limite máximo garantido	
		31/12/2020	31/12/2019
Seguro de vida	Aval de acionista	125.808	126.337
Ações judiciais	(i) Fiança Bancária e (ii) Seguro garantia.	43.152	54.218
Outros	Recebíveis	42.565	34.927
		<u>211.525</u>	<u>215.482</u>

Os valores em garantia de Fornecedores (Nota 14) e Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas (Nota 17), estão demonstrados em suas respectivas notas.

30 Cobertura de Seguros

A Companhia mantém apólices de seguros com coberturas determinadas por orientação de especialistas e regidas por norma de contratação e manutenção de seguros aprovado pela Diretoria do Grupo EDP – Energias do Brasil. A contratação de seguros leva em consideração a natureza e o grau de risco por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e responsabilidades.

As premissas de riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo de uma revisão das demonstrações financeiras e consequentemente, não foram auditadas pelos auditores independentes. Os principais valores em risco com coberturas de seguros são:

	31/12/2020		31/12/2019	
	Valor em risco	Limite máximo de indenização	Valor em risco	Limite máximo de indenização
Subestações	530.867	32.000	530.867	32.000
Prédios e conteúdos (próprios e terceiros)	50.459	50.459	50.459	50.459
Transportes (materiais)	12.000	2.500	12.000	2.500
Transportes (veículos)	789	789	789	789
Seguro de Vida	125.808	(*)	126.336	(*)

(*) O valor de indenização será de 24 vezes o salário do colaborador, sendo o limite máximo de R\$581 até o cargo de diretor. Para os cargos de vice-presidente e presidente o limite máximo é de R\$1.452.

A Companhia possui seguro patrimonial das subestações onde, dentre os itens segurados, destacam-se máquinas e equipamentos de transmissão e distribuição de energia elétrica.

A EDP - Energias do Brasil possui cobertura de Responsabilidade Civil, estendida para a Companhia, com os limites conforme apresentados abaixo:

- (i) Responsabilidade civil geral, com cobertura de até R\$50.000;
- (ii) Responsabilidade civil ambiental, com cobertura de até R\$17.190;
- (iii) Responsabilidade civil de administradores e diretores, com cobertura de até R\$193.210; e
- (iv) Responsabilidade civil de riscos cibernéticos, com cobertura de até R\$4.110.

31 Eventos subsequentes

31.1 COVID-19

Em 27 de janeiro de 2021, foi publicado o Despacho ANEEL nº 181, definindo os prazos de recolhimento e os valores das quotas mensais da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE devido pela Companhia no âmbito da Conta-covid, visando a amortização da operação de crédito contratada pela CCEE para ajudar o caixa das distribuidoras, conforme os termos da Resolução Normativa nº 885, de 2020 (Nota 4.3.1.9). O encargo mensal total é de aproximadamente R\$429 milhões às distribuidoras que aderiram ao Termo de Aceitação da referida Resolução e devem ser recolhidos mensalmente à CCEE a partir do processo tarifário ordinário de 2021, com pagamento até o décimo dia do mês subsequente.

31.2 Liberações e captações de recursos

31.2.1 Contratação de Empréstimo

Em 15 de janeiro de 2021 a Companhia realizou a contratação de empréstimo externo junto à Instituição Financeira MUFG Bank Ltd., sob amparo da Lei nº 4131/1962, no valor total de R\$300.000, pelo prazo de 2 anos, mediante a celebração do instrumento "Credit Agreement", ao custo de CDI + 1,13% a.a. A referida emissão tem por objetivo o refinanciamento e alongamento do prazo médio da dívida e reforço do capital de giro.

31.2.2 10ª Emissão de Debêntures

Em 12 de fevereiro de 2021 a Companhia realizou sua 10ª emissão de debêntures no valor de R\$500.000, com prazo total de 4,5 anos, taxa de juros de IPCA + 3,26% a.a., com swap para CDI + 1,15% a.a., juros semestrais sem carência e amortização em parcela única no vencimento. A referida emissão tem por objetivo financiar parte dos investimentos em sua área de concessão.

* * *

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas
Presidente

João Manuel Brito Martins
Vice-Presidente

Henrique Manuel Marques Faria Lima Freire
Conselheiro

Helio Colombo
Conselheiro

Carlos Emanuel Baptista Andrade
Conselheiro

Luiz Otavio Assis Henriques
Conselheiro

Edson Wilson Bernardes França
Conselheiro

DIRETORIA ESTATUTÁRIA

João Manuel Brito Martins
Diretor-Presidente

Luiz Felipe Falcone de Souza
Diretor de Regulação

Julio Cesar de Andrade
Diretor de Sustentabilidade

Fernando Peixoto Saliba
Diretor Comercial e Diretor de Distribuição

Dyogenes Rosi
Diretor de Planejamento Energético

Evandro Scopel Cometti
Diretor de Planejamento e Engenharia

Vitor Hugo Alexandrino da Silva
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

CONTABILIDADE

Leandro Carron Rigamonte
Diretor de Contabilidade e Gestão de Ativos
(Corporativo)

Renan Silva Sobral
Gestor Executivo de Contabilidade
Contador - CRC 1SP271964/O-6 "S" ES

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2020

MENSAGEM DO PRESIDENTE

O ano 2020 foi marcado pelo contexto de pandemia, que afetou o Brasil e o mundo e que fizeram com que agíssemos rapidamente a fim de protegermos a saúde dos nossos colaboradores e assegurarmos a manutenção do fornecimento de energia para nossos clientes. Desde o princípio de março, a EDP atuou de forma tempestiva seguindo uma estratégia dividida em três fases chamada de 3Rs (Reação; Recuperação e Reformulação), onde criamos um comitê de crise e um plano robusto de contingência, que permitiram tomar as medidas necessárias para assegurar a operação da EDP Espírito Santo. Também foi um ano para repensarmos o futuro não apenas sob a ótica financeira, mas com um olhar mais amplo, envolvendo também as questões ambientais e sociais e seus impactos na sociedade, o que nos possibilitou apoiar diversas iniciativas na nossa área de concessão, que foram desde a aquisição e doação de equipamentos médicos e de proteção, até o apoio direto às comunidades mais necessitadas.

Como consequência das medidas de contingência, a Companhia desenvolveu esforços adicionais no sentido de proteger o caixa, através de captações realizadas ao longo do ano, além da implementação de diversas iniciativas de otimização operacional que permitiram que os custos recorrentes aumentassem 3,8% refletindo o compromisso da Companhia em mantê-los abaixo da inflação.

Os investimentos também foram uma de nossas prioridades, avançamos 21,0% frente ao ano anterior, apesar de todas as restrições verificadas mantendo nosso foco em eficiência e racionalização nas áreas de atendimento a mercado, expansão da rede, combate a perdas e uso de tecnologia. No período foram adicionados 75 MVAs de potência no sistema elétrico, referente, principalmente, às inaugurações das subestações Fazenda Guandu, Domingos Martins e Santa Isabel. Também investimos na digitalização dos canais de atendimento e de alguns dos nossos processos.

Apesar dos sinais da recuperação gradual da economia sentidos ao longo do segundo semestre, o volume de energia distribuída apresentou redução de 6,3% no ano em consequência das medidas de prevenção e de distanciamento social adotadas no País, que resultaram na contração da produção industrial, redução da atividade comercial e aumento do desemprego.

As perdas totais atingiram 13,39%, aumento de 0.94 p.p. em comparação com o ano anterior, influenciadas pela redução de mercado bem como pela redução das atividades de combate às perdas não técnicas como forma de minimizar riscos aos nossos colaboradores. Em relação aos indicadores de qualidade de prestação de serviços, ambos estão abaixo das metas regulatórias estabelecidas pela ANEEL, refletindo as ações de melhorias que envolvem manutenções preventivas, "Projeto DEC Down" (tratamentos de desligamentos de reincidentes, melhoria de processos internos e aquisição de novas tecnologias) e utilização de plataformas digitais para as equipes de campo (rapidez no fluxo de informações, bem como agilidade e eficiência dos atendimentos). O índice que mede a duração das interrupções de fornecimento nos últimos 12 meses (DEC) foi de 7,86 horas e o índice que mede a frequência das interrupções de fornecimento nos últimos 12 meses (FEC) foi de 4,03 vezes.

Em meio a todo esse contexto de pandemia, o reconhecimento veio por meio dos consumidores na pesquisa da ABRADÉE de Satisfação dos Clientes Residenciais (ISQP), na qual a companhia obteve índice de 81,1 pontos de satisfação, aumento de 7.8 p.p. o que coloca a EDP Espírito Santo entre as 7 melhores empresas do ranking nacional de distribuidoras com mais de 500 mil clientes.

O ano de 2020 foi também marcado por um forte avanço da agenda de digitalização com a implementação de novos canais como o Whatsapp bot e a URA Visual, além do aprimoramento dos serviços nos canais existentes, que permitiram registrar evolução no volume de atendimentos por canais digitais. Visando facilitar o acesso dos clientes aos canais durante o período de pandemia, foi desenvolvido um serviço de vídeo chat para as agências de atendimento, permitindo que o cliente pudesse ser atendido como se estivesse em uma de nossas agências.

Todos estes resultados foram obtidos sem acidentes com afastamento pelo segundo ano consecutivo demonstrando uma melhoria dos indicadores e o nosso compromisso com a segurança e com a vida, que é o nosso valor fundamental.

Lamentamos profundamente todas as vidas perdidas nesta pandemia e continuaremos a fazer tudo o que estiver ao nosso alcance para ajudar a sociedade Brasileira a lidar com este desafio.

João Brito Martins

Diretor Presidente

A COMPANHIA

A EDP Espírito Santo ("EDP ES"), subsidiária integral da EDP - Energias do Brasil S.A., tem por objetivo a prestação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, com prazo de concessão até 17 de julho de 2025.

A EDP ES, com sede em Vitória, atua em 70 dos 78 municípios do Estado do Espírito Santo, abrangendo cerca de 3,9 milhões de habitantes.

CENÁRIO MACROECONÔMICO

2020 foi um ano marcado pela pandemia do novo coronavírus que trouxe impactos muito profundos refletindo na redução brusca da atividade econômica, devido às medidas de prevenção e de distanciamento social implementadas no país que impuseram uma série de desafios a economia, alterando padrões de consumo e de produção.

O produto interno bruto (PIB)¹ do Estado do Espírito Santo, recuou 7,0%, nos primeiros nove meses do ano em relação a igual período de 2019.

A produção industrial² do Estado do Espírito Santo recuou 13,9%, sendo o estado que apresentou a maior queda entre as unidades da federação. As atividades relacionadas a indústria extrativa (-28,9%), da Metalurgia (-15,6%) foram as que exerceram influência negativa mais intensa sobre a indústria, enquanto o setor de celulose, papel e produtos de papel (+21,8%), produtos alimentícios (+3,0%) e fabricação de produtos minerais não-metálicos (+1,6%), foram as que exerceram influência positiva diante dos estímulos de distanciamento social.

O comércio varejista restrito³ cresceu 4,6%, impulsionado pelos segmentos de produtos impulsionado pelos segmentos produtos alimentícios, bebidas e fumo (+9,3%), móveis e eletrodomésticos (+3,6%), artigos farmacêuticos e cosméticos (+4,8%) e equipamentos e materiais para escritório, (+4,6%). No comércio varejista ampliado, que inclui veículos, motos, partes e peças e de material de construção, o volume de vendas avançou 4,0%. As vendas de veículos acumularam queda de 4,9%, enquanto as vendas de materiais de construção tiveram alta de 59,5%.

O volume de serviços⁴ caiu 7,4% no estado decorrente da queda dos serviços prestados às famílias (-33,1%), que inclui atividades como restaurantes, hotéis, academias e salões de beleza.

O mercado de trabalho formal⁵ apresentou aumento de 6,8 mil postos tendo o setor de construção civil a criação de 5,1 mil vagas de empregos formais.

AMBIENTE REGULATÓRIO

Assim como em outros segmentos, a agenda regulatória do ano foi permeada pelos impactos decorrentes da pandemia. Primeiramente, fez-se necessário a construção de um arcabouço regulatório a fim de proteger as distribuidoras da queda de demanda, decorrente das medidas de prevenção e distanciamento social. Desta maneira, os principais temas regulatórios visaram a busca por soluções para o setor em meio a um cenário de crise, além de medidas que possibilitassem a busca pela sua modernização, bem como o tratamento para temas específicos no ambiente regulatório.

Os principais temas que devem ser destacados nesse cenário, são:

¹ Fonte: SEADE. PIB trimestral do Estado do Espírito Santo. 3º Trimestre de 2020

² Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE. Pesquisa Industrial Mensal – Produção Física Regional. Dezembro/2020.

³ Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE. Pesquisa Mensal do Comércio – Indicadores do Volume de Vendas do Comércio Varejista e Comércio Varejista Ampliado no Espírito Santo. Novembro/2020.

⁴ Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE. Pesquisa Mensal de Serviços – Produção Física Regional. Dezembro/2020.

⁵ Fonte: Ministério do Trabalho e Emprego. Novo CAGED. Dezembro/2020.

(i) Concepção da Conta-COVID

A Conta-COVID foi instituída pelo Decreto 10.350/2020, com objetivo de dar liquidez financeira ao setor elétrico e aliviar os consumidores de impactos tarifários. O tema foi discutido pela ANEEL por meio da 1ª fase da Consulta Pública 35/2020, resultando na publicação da Resolução Normativa 885/2020. A dinâmica da Conta-COVID foi fundamentada na antecipação de Ativos Regulatórios constituídos pelas empresas e que seriam repassados às tarifas nos processos ordinários por 5 anos, a partir de 2021. Por meio de operação de crédito realizada por um “pool” de bancos, foram repassados recursos às distribuidoras nos montantes equivalentes de seus Ativos Regulatórios. O valor total da Conta-COVID repassado para a EDP ES foi de R\$ 220 milhões.

(ii) Recomposição Econômica da Pandemia:

Em agosto, a ANEEL apresentou o aprimoramento dos critérios para a realização de revisão tarifária extraordinária, por meio da 2ª fase da Consulta Pública 035/2020, como proposta para a recomposição do equilíbrio econômico das distribuidoras, em relação aos impactos da pandemia. Em dezembro, após análise das contribuições encaminhadas pelos agentes, a ANEEL retomou a discussão sobre a recomposição econômica em uma 3ª Fase da Consulta Pública, apresentando aperfeiçoamentos dos critérios propostos anteriormente, além de apresentar proposta para tratamento da exposição involuntária da sobrecontratação de energia durante o período da pandemia, assim como a alocação do spread do empréstimo da Conta-COVID. Os agentes tiveram até 01/02/2021 para apresentar novas contribuições, com expectativa de que a ANEEL regulamente o tema no primeiro semestre de 2021.

(iii) Tratamento do crédito tributário de PIS/COFINS

Após o trânsito em julgado com decisão favorável do processo judicial, a Receita Federal deferiu o pedido de habilitação dos créditos para a EDP ES. Em março, a ANEEL abriu a Tomada de Subsídios nº 5/2020, objetivando discutir o tratamento dos créditos tributários decorrentes desses processos judiciais. Os agentes realizaram contribuições sobre o tema no primeiro semestre do ano e o processo está em definição pela ANEEL, que realizará uma Consulta Pública com expectativa de solução no primeiro semestre de 2021. A EDP ES, foi pioneira em considerar, em caráter provisório e excepcional, a antecipação da reversão dos créditos tributários nas tarifas, possibilitando uma redução de 4,8 % no índice de impacto tarifário.

(iv) Medida Provisória 998/2020

Em setembro foi publicada a Medida Provisória 998/2020, a qual apresenta medidas para desonerar a tarifa dos consumidores a partir da destinação de recursos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) à modicidade tarifária via Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Além disso, a Medida Provisória busca promover alterações pontuais no modelo regulatório do setor elétrico, tais como a extinção gradativa dos subsídios tarifários destinado às Fonte Incentivadas, a ampliação do subsídio destinado à Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC), a possibilidade da contratação de potência (capacidade), reforços para regras da comercialização do varejista, responsabilizar o Conselho Nacional de Pesquisa Energética (CNPE) para autorização de outorga de exploração da Usina Termo Nuclear (UTN) Angra 3 e definição do seu preço de energia. A Medida Provisória foi votada no Senado em 05 de fevereiro e seguiu para sanção do Presidente da República.

MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

Balanco Energético (MWh)

O Balanco Energético representa a energia contratada para atendimento ao mercado da Companhia e as perdas na distribuição e na rede básica, sendo o saldo ajustado no Mercado de Curto Prazo.

EDP ES	2020	2019	Var
Itaipu + Proinfa	1.629.625	1.561.830	4,3%
Leilão	6.529.198	6.879.989	-5,1%
Outros ¹	155.652	568.534	-72,6%
Energia em Trânsito	4.781.608	4.599.184	4,0%
Total Energia Recebida	13.096.083	13.609.538	-3,8%
Perdas Transmissão (+)	108.371	142.508	-24,0%
Perdas de Itaipu (+)	95.723	82.397	16,2%
Vendas C.Prazo (-)	-1.085.455	-760.672	42,7%
Ajustes C.Prazo (-)	11.536	-241.586	-104,8%
Total Perdas	1.278.012	1.227.163	4,1%
Cessões MCSD Energia Nova (+)	223.714	-314.809	-171,1%
Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE)	0	453.012	-100,0%
Total Vendas	223.714	138.203	61,9%
Energia Requerida	11.594.357	12.244.172	-5,3%
Suprimento	0	0	-
Fornecimento	5.810.628	6.170.942	-5,8%
Perdas e Diferenças	1.480.570	1.474.046	0,4%
Energia em Trânsito	4.781.608	4.599.184	4,0%
Total Energia Distribuída	12.072.805	12.244.172	-1,4%

¹ Bilaterais e Compras no Curto Prazo. Nota: Balanço energia considera energia medida.

Compra de Energia

A compra de energia (Itaipu + Proinfa, Leilão e Outros) foi de 8.314 GWh, redução de 7,7% em relação a 2019. Deste montante, as compras compulsórias de Itaipu e do PROINFA representam 19,6%, as compras em leilão 78,5% e os Contratos Bilaterais e Curto Prazo 1,9%.

DESEMPENHO OPERACIONAL

O volume de energia distribuída foi de 9.523 GWh, queda de 6,3% em relação a 2019. A energia distribuída totalizou 5.810 GWh para clientes cativos e 3.712 GWh para clientes livres, queda de 5,8% e de 7,0%, respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior.

Entre os clientes da classe Residencial houve aumento de 0,9% na energia distribuída, refletindo as medidas de isolamento social, incentivadas como medidas de prevenção da pandemia. Já entre os clientes das classes Industrial e Comercial houve redução de 9,0% e 10,0%, respectivamente, decorrente da desaceleração da atividade econômica e da paralisação de diversas plantas industriais, apesar da flexibilização das ações e da reabertura gradual do comércio ao longo do ano. Adicionalmente, na classe Industrial, a queda do consumo gradativo da Vale, em função dos desdobramentos ocorridos com a paralisação de suas atividades em Brumadinho-MG também impactaram para este resultado.

EDP Espírito Santo						
				Clientes (unid)		
	2020	2019	Var	2020	2019	Var
Residencial	2.503.143	2.481.008	0,9%	1.270.519	1.240.112	2,5%
Industrial	3.623.801	3.981.221	-9,0%	10.499	11.069	-5,1%
Livre	3.149.322	3.443.979	-8,6%	215	181	18,8%
Cativo	474.479	537.242	-11,7%	10.284	10.888	-5,5%
Comercial	1.511.845	1.679.646	-10,0%	129.459	128.050	1,1%
Livre	364.094	343.062	6,1%	277	218	27,1%
Cativo	1.147.750	1.336.585	-14,1%	129.182	127.832	1,1%
Rural	868.839	925.695	-6,1%	195.846	194.974	0,4%
Outros	830.775	890.412	-6,7%	14.010	14.003	0,0%
Livre	14.321	-	-	6	-	-
Cativo	816.454	890.412	-8,3%	14.004	14.003	0,0%
Concessionárias/Geradores	184.636	204.096	-9,5%	-	-	-
Total Energia Distribuída	9.523.038	10.162.079	-6,3%	1.620.333	1.588.208	2,0%
Total Livre	3.712.374	3.991.137	-7,0%	498	399	24,8%
Total Cativo	5.810.665	6.170.942	-5,8%	1.619.835	1.587.809	2,0%

QUALIDADE

Os indicadores de qualidade de prestação de serviços estão abaixo das metas regulatórias estabelecidas. O DEC registrou 7,87 horas quanto o FEC foi de 4,04 interrupções refletindo as ações de melhorias que envolvem manutenções preventivas e utilização de plataformas digitais para as equipes de campo (rapidez no fluxo de informações, bem como agilidade e eficiência dos atendimentos).

Indicador	Unidade	Acompanhamento	2017	2018	2019	2020
DEC	Horas	Real	8,42	8,24	8,20	7,87
		Meta Regulatória	9,81	9,73	9,55	9,45
FEC	Vezes	Real	5,20	4,76	4,84	4,04
		Meta Regulatória	7,65	7,27	6,85	6,86

DEC = Duração Equivalente de Interrupções por Clientes (horas – média cliente/ano)

FEC = Frequência Equivalente de Interrupções por Clientes (interrupções – média cliente/ano)

Nota: o DEC e o FEC das distribuidoras divulgados no trimestre são prévios, uma vez que o indicador é divulgado até 30 dias após o fechamento do mês

PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS

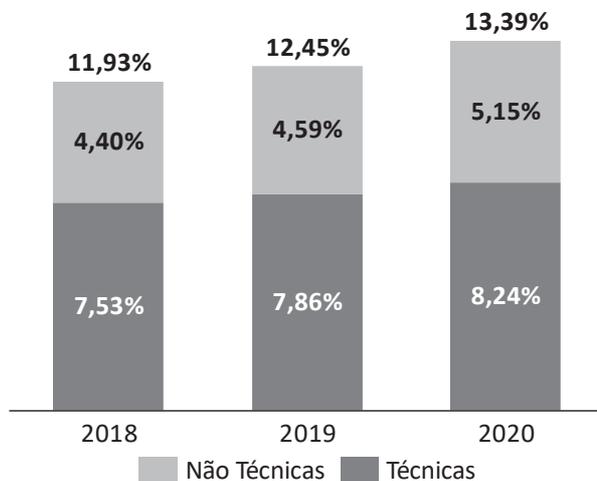
A EDP ES encerrou o ano com 13,39% de Perdas Totais, aumento de 0,94 p.p. em relação ao ano anterior, índice este que é formado por 5,15% de Perdas Não Técnicas e 8,24% de perdas técnicas. As perdas não técnicas em baixa tensão aumentaram 0,99 p.p., fechando o ano em 11,91%. Este resultado é decorrente da restrição na execução do Plano de Combate às Perdas, reflexo dos efeitos da pandemia. Apesar deste resultado, a EDP ES buscou estratégias para intensificar suas ações de corte, que fizeram com que a trajetória de redução, em especial das perdas não técnicas em baixa tensão fosse decrescente.

Atualmente, a distribuidora possui 3,5 mil equipamentos de monitoramento remoto em unidades consumidoras de elevado consumo. Nas áreas de alta complexidade social, o projeto SMC BTZero foi implementado em 17 mil unidades consumidoras, totalizando 138,8 mil unidades monitoradas, o que representa 56,92% da energia distribuída a clientes finais.

Ademais, para áreas de alta complexidade social foi desenvolvido projeto de regularização de unidades clandestinas, denominado Agentes da Boa Energia, que contemplou no ano de 2020 um total de

7.926 residências beneficiadas com a instalação de padrão de entrada, kit de ligação interna e negociação de débitos.

Quanto às ações de fiscalização, foram realizadas 42.215 inspeções de combate à fraude e 5.161 retiradas de ligações clandestinas. Além disto, foram também executadas 61.607 substituições de medidores obsoletos ou suscetíveis à fraude ou danificados.



PRINCIPAIS DADOS DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS

Descrição	2020	2019	Var
Subestações (Quantidade)	94	92	2,2%
Potência Instalada de Transformadores (MVA)	4.249	3.975	6,9%
Redes de Distribuição - Própria (km)	64.781	64.049	1,1%
AT (maior ou igual a 69 KV)	3.076	2.844	8,2%
MT (entre 1 e menor a 69 KV)	52.017	51.635	0,7%
BT (menor que 1 KV)	9.688	9.570	1,2%
Transformador de Distribuição - Próprios (Quantidade)	146.031	143.883	1,5%
Urbano	33.830	32.825	3,1%
Rural	112.201	111.058	1,0%
Potência Instalada na Distribuição Própria (MVA)	4.330	4.232	2,3%
Urbano	2.262	2.197	3,0%
Rural	2.068	2.035	1,6%
Postes em Redes de Distribuição (Quantidade)	732.552	722.621	1,4%
Urbano	305.713	301.594	1,4%
Rural	426.839	421.027	1,4%

RELACIONAMENTO COM O CLIENTE

A EDP ES mantém canais de relacionamento de fácil acessibilidade, interação e dotados de tecnologia digital e inteligência artificial, disponibilizados aos seus clientes que estão segmentados por nível de tensão de fornecimento. A Companhia disponibiliza diversos canais de relacionamento virtuais dotados de tecnologia digital e inteligência artificial como Agência Virtual, Aplicativo EDP Online, ChatBot, SMSbot e WhatsApp, que no ano geraram 6,02 milhões de consultas e serviços.

A Central de Atendimento Telefônico (Serviço 0800) opera 24 horas por dia, 7 dias por semana, com ligação gratuita, e com um canal exclusivo para deficiente auditivo. Por meio do Call Center foram

realizados 1,56 milhões no ano.

O serviço de Ouvidoria também é oferecido aos clientes, e deve ser acionado sempre que as manifestações relativas à prestação do serviço e aos direitos do consumidor não forem solucionadas pelos demais canais de atendimento e pode ser contatada por meio de central de teleatendimento - CTA dedicada, e-mail, Whatsapp, correspondência ou ainda presencialmente. Em 2020 a Ouvidoria recebeu mais de 31,7 mil contatos de clientes e intermediou 5,4 mil manifestações. Para o atendimento presencial, a EDP ES conta com 69 agências, distribuídas em toda a área de concessão, onde foram atendidos 670,3 mil clientes.

Com a pandemia e o isolamento social, a EDP ES disponibilizou para os clientes o site "EDP Sem sair de casa", que possibilita o atendimento através de agendamento e vídeo-chamada.

A atuação da EDP ES é pautada em processos devidamente certificados nas Normas da ISO 9.001 em seus canais de relacionamento, com foco na melhoria contínua da satisfação dos seus clientes.

PESQUISA E DESENVOLVIMENTO E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

A EDP ES possui vinte e um projetos em execução com investimentos de R\$ 4,96 milhões.

Em 2020 foi iniciado o projeto cabeça de série "SIAD-AERO: Tendências tecnológicas e mecanismo de leitura remota rural com plataformas aéreas", que prevê aprimoramento do SIAD-AERO concluído na fase de desenvolvimento experimental da cadeia de inovação, além de associar mecanismo de medição remota rural com uso de Veículos Aéreos Não Tripulados (VANTS) e integração do módulo de cadastro de ativos.

Entre os projetos em andamento, destaca-se:

- **Desenvolvimento de Soluções para Operação Nacional de Mobilidade Elétrica:** prevê a criação de uma infraestrutura física e pública de carregamento rápido para veículos elétricos, através de uma malha conectada e segura concentrada na região Sudeste e com pontos adicionais nas regiões Sul e Centro-Oeste;
- **Cabo OPDC:** visa o desenvolvimento de infraestrutura de comunicação óptica integrada à rede de distribuição de energia elétrica para prover comunicação com alta disponibilidade e confiabilidade;
- **Equipamento Estático:** visa controlar o fluxo de potência entre ramais, o projeto "CS Filtro ativo de potência" com desenvolvimento de funções que possam suprir a rede durante períodos pré-estabelecidos; e
- **Sensores Vestíveis:** visa o desenvolvimento e utilização de sensoriamento vestível para gestão da medicina, segurança e procedimentos do trabalho.

Eficiência Energética

A EDP ES possui quinze projetos em execução com investimentos de R\$ 20,8 milhões.

Nos projetos em andamento, tem destaque o projeto da Olimpíada Nacional de Eficiência Energética (ONEE), que está sendo realizada através da cooperação com mais 3 distribuidoras de energia, na qual visa difundir a cultura da eficiência energética nas escolas por meio da realização de uma olimpíada.

Um dos projetos de grande relevância é o projeto Boa Energia nas Comunidades, que atende as comunidades de baixo poder aquisitivo da área de concessão, levando dicas de economia de energia e

consumo consciente, troca de lâmpadas pelas de tecnologia LED, doações de Kits Padrão de Entrada e a Van equipada para atendimento itinerante das comunidades, buscando sempre a satisfação dos nossos clientes e facilitando o diálogo da empresa com as comunidades.

ANÁLISE DO DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

EDP Espírito Santo			
Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	2020	2019	Var
Receita Operacional Líquida ¹	3.420.157	3.516.982	-2,8%
Gastos Não Gerenciáveis	(2.344.455)	(2.405.389)	-2,5%
Margem Bruta	1.075.702	1.111.593	-3,2%
Gastos Gerenciáveis	(1.039.307)	(806.889)	28,8%
Total do PMSO	(480.134)	(328.068)	46,4%
Ganhos e Perdas na Desativação e Alienação de Bens	(47.711)	(43.193)	10,5%
Custo com Construção da Infraestrutura	(384.575)	(317.961)	21,0%
EBITDA	547.857	740.332	-26,0%
Margem EBITDA	16,0%	21,1%	-5,0 p.p.
Depreciação e Amortização	(126.887)	(117.667)	7,8%
Resultado do Serviço (EBIT)	420.970	622.665	-32,4%
Resultado Financeiro Líquido	(50.806)	(98.069)	-48,2%
LAIR	370.164	524.596	-29,4%
IR e Contribuição Social	(87.907)	(129.337)	-32,0%
Lucro Líquido	282.257	395.259	-28,6%

¹: Receita Líquida exclui receita de construção

A Receita Líquida atingiu R\$ 3,4 bilhões, redução de 2,8%, decorrente de: (i) reconhecimento do efeito positivo ocorrido no ano de 2019, quando foi contabilizado o laudo do valor novo de reposição (VNR), decorrente da revisão tarifária (R\$ 76,9 milhões); redução da energia distribuída decorrente das medidas de isolamento adotadas devido a pandemia; e (iii) efeito negativo de sobrecontratação, atrelado ao menor PLD ao longo do ano.

Os gastos não gerenciáveis atingiram R\$ 2,3 bilhões, redução de 2,5%, devido ao menor volume de energia comprada para revenda, compensado parcialmente pelo aumento dos encargos de uso da rede elétrica.

A Margem Bruta atingiu R\$ 1,1 bilhão, redução de 3,2%, decorrente dos efeitos já mencionados. Esse resultado foi minimizado, principalmente, pelo efeito tarifa, decorrente do processo de reajuste tarifário anual, com efeito médio percebido pelo consumidor de 8,02%, ocorrido em agosto, além do efeito de outras receitas.

Abaixo, tabela com os principais efeitos que impactaram a margem ao longo do ano:

R\$ milhões	EDP Espírito Santo		
	2020	2019	Var
VNR	79,9	156,8	(77)
Perdas	(27,5)	(18,0)	(9)
Sobrecontratação	(11,8)	1,7	(13)
Mercado	(17,6)	-	(18)
Efeito Tarifa	48,1	-	48
Outras Receitas	43,2	36,5	7
Outros Efeitos	27,0	-	27
Total	141	177	(36)

O Total de PMSO foi de R\$ 480,1 milhões, aumento de R\$ 152,1 milhões, reflexo do efeito ocorrido em 2019, quando houve reconhecimento positivo de R\$ 134,4 milhões no resultado daquele ano, decorrente do ajuste do laudo atuarial, em função da troca do operador do plano de saúde de assistência médica (conforme nota explicativa 27 da DF de 2019). Excluindo esse efeito, o aumento na rubrica seria de 3,8% (+R\$ 17,7 milhões), resultante do reajuste salarial anual ocorrido em novembro e da PECLD/perdas líquidas, advindo do risco de crédito dos consumidores.

O Resultado Financeiro foi de R\$ 50,8 milhões, redução de R\$ 47,3 milhões, decorrente do reconhecimento de R\$ 39,1 milhões referente a saldo passivo de energia livre (mudança do indexador Selic para IGP-M).

O Lucro Líquido foi de R\$ 282,3 milhões, redução de 28,6%.

INVESTIMENTOS

Os investimentos totalizaram R\$ 384,6 milhões, aumento de 20,9%, em função dos investimentos em melhoria de rede (substituição de equipamentos), obras de expansão (subestações e redes de distribuição para ligações de novos clientes), telecomunicações e informática e em projetos relacionados a combate às perdas.

Investimentos (R\$ mil)	2020	2019	Var
Expansão do Sistema Elétrico	162,62	149,29	8,9%
Melhoramento da Rede	107,29	75,59	41,9%
Telecom., Informática e Outros	87,38	73,03	19,6%
Perdas ³	51,19	49,53	3,3%
Subtotal¹	408,47	347,45	17,6%
(-) Obrigações Especiais ²	-23,90	-29,49	-18,95%
Investimento Líquido	384,58	317,96	20,95%
Variação do Imobilizado	384,58	317,96	20,95%

¹: Subtotal = CAPEX Bruto (considerando capital investido na rede) + Juros capitalizados

²: Participação financeira de clientes, sejam eles pessoas físicas, jurídicas, união, estado e municípios nos projetos de investimentos

ENDIVIDAMENTO

Em 31 de dezembro de 2020, a EDP Espírito Santo apresentou endividamento líquido de R\$ 1.392,9 milhões, 26,9% superior a dezembro de 2019.

	2020	2019	Var
Dívida Bruta ¹ (R\$ mil)	1.569.761	1.320.058	18,9%
Caixa e Equivalente de Caixa (R\$ mil)	176.793	222.272	-20,5%
Dívida Líquida (R\$ mil)	1.392.968	1.097.786	26,9%
Dívida Líquida / Patrimônio Líquido (v vezes)	1,29	1,04	23,5%
Dívida Líquida / EBITDA (v vezes)	2,54	1,48	71,5%

¹: Dívida Bruta = Empréstimos, financiamentos, notas promissórias e encargos de dívidas + debêntures

A dívida bruta da EDP Espírito Santo em 31 de dezembro de 2020 foi de R\$ 1.569,7 milhões, sendo composta por R\$ 890,7 milhões (56,7%) em debêntures, R\$ 317,9 milhões (20,3%) junto ao BNDES e R\$ 1,7 milhões (0,1%) junto a Eletrobrás.

GESTÃO DE PESSOAS

Na EDP ES possui 1.015 colaboradores, distribuídos na região Norte, Sul e Centro do estado Espírito Santo. Ao longo de 2020, tivemos 90 admissões e 95 desligamentos na equipe, o que representa um turnover de 8,8%. A EDP realiza anualmente pesquisa de clima organizacional, sendo em 2020, possível identificar um engajamento de 99% na participação dos colaboradores, evidenciando a abertura e o ambiente favorável para que eles pudessem compartilhar suas novas percepções, necessidades e pontos de melhoria.

A atuação da Companhia frente à pandemia do novo coronavírus foi definida através de um Comitê de Crise, formatado para que todas as decisões fossem pautadas com base na ciência e em linha com protocolos internos e diretrizes médicas, tanto da equipe médica própria, que inclui infectologistas contratados para suporte na tomada de decisão e acompanhamento da evolução da doença no país, como também as diretrizes de órgãos reguladores responsáveis. Um sistema de indicadores interno foi utilizado para monitoramento e cuidado de todos os colaboradores que apresentassem quaisquer sinais de sintomas relacionados à COVID-19. Como forma de prevenção, foram realizadas ações de prevenção como a distribuição de máscaras de proteção, álcool em gel e demais equipamentos de proteção recomendados pelos órgãos de saúde. Pensando no bem-estar das equipes em meio à pandemia, foi criado o programa EDP Com Você, abordando, por meio de diferentes canais, iniciativas nos pilares de saúde mental, física, finanças, cultura e espiritualidades com o objetivo de auxiliar os colaboradores durante o contexto de isolamento social.

Em linha com a pauta de Diversidade e Inclusão adotada pela Companhia, foram lançados programas como o Mentores Abertas, com objetivo de fomentar o debate de ideias nas organizações, e desenvolvimento de colaboradores e liderança.

O Programa de Estágio também passou a contar com uma meta de equidade racial, com reserva de 50% das vagas para estudantes negros. Para os próximos anos, com o objetivo de dar continuidade à pauta, novos compromissos foram firmados para o tema, como o aumento da presença da pauta nas metas corporativas, entre eles o aumento de inclusão e diversidade em relação à atração, seleção e desenvolvimento de colaboradores. Ao todo, a meta é de investimento de mais de R\$ 1,6 milhão em programas de desenvolvimento e capacitação para grupos de diversidade e, no mínimo, 50% de contratações de grupos sub-representados no grupo EDP Brasil até 2022.

Na EDP ES foi realizado o Programa de Desenvolvimento para Liderança, tendo como público alvo Gestores Executivos, Gestores Operacionais e Coordenadores, com o objetivo de promover o desenvolvimento cruzado entre os líderes para compartilhar experiências e formar parcerias. Foi realizado também o Programa Lidere-se, tendo como público alvo Engenheiros e Analistas Sr, foram projetos de curta duração realizados em grupos, com o objetivo de gerar movimento e trazer resultados rápidos para temas estratégicos.

A EDP possui um Programa de Incentivo à Aposentadoria ("PIA"), de adesão voluntária, que tem o objetivo de acolher os profissionais que dedicaram longos anos para a construção conjunta da história EDP, proporcionando condições rescisórias diferenciadas e orientações para a nova etapa pós-emprego.

SUSTENTABILIDADE, INOVAÇÃO E RESPONSABILIDADE CORPORATIVA

Voluntariamente, a EDP subscreve iniciativas nacionais e internacionais alinhadas à sua cultura e estratégia de Sustentabilidade como a Rede Brasil do Pacto Global da Organização das Nações Unidas (ONU), o Carbon Disclosure Project (CDP), relacionado às alterações climáticas e os Princípios de Empoderamento das Mulheres, da ONU Mulheres e mais recentemente se comprometeu publicamente com o Business Ambition for 1.5°C, iniciativa do Pacto Global, composta por um grupo de mais de 9 mil empresas que se comprometem a reduzir as emissões para garantir que o aquecimento global não exceda 1,5°C e com o Compromisso Empresarial Brasileiro para a Biodiversidade, proposto pelo Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS) que tem como objetivo enfatizar a importância da biodiversidade e dos serviços ecossistêmicos para as empresas.

O Grupo EDP também tem contribuído para o alcance dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da ONU desde 2015. Os esforços estão concentrados em nove dos 17 objetivos, por meio de metas previstas nos Objetivos EDP 2020, bem como as Metas de Sustentabilidade para 2022 e a Ambição 2030.

MEIO AMBIENTE

A Política de Meio Ambiente segue vigente para orientar a atuação do Grupo EDP em relação à Gestão Ambiental, essencial ao desenvolvimento do negócio e para a relação com a sociedade. Atualmente nomeada como Política de Sistemas de Gestão e Sustentabilidade, o documento integra diversas políticas existentes anteriormente com o objetivo de direcionar a companhia nos objetivos de sustentabilidade e assegurar a adequação à Norma ISO 14001:2015 e a compatibilidade com os atuais critérios de avaliação de compliance.

No período a EDP ES, manteve 9 subestações e 1 CSD certificados nas normas de meio ambiente, saúde e segurança (ISO 14.001 e OHSAS 18.001, respectivamente). A Companhia também renovou pela 4ª vez o Convênio de Cooperação Técnica celebrado com o Instituto de Defesa Agropecuária e Florestal (IDAF), órgão florestal do Espírito Santo. O convênio está vigente há 16 anos e tem o objetivo de viabilizar os serviços de manutenção de faixas de servidão (linhas e redes) em zona rural, além da supressão arbórea para a construção de linhas, redes e subestações de distribuição.

A fim de minimizar ou eliminar os impactos sobre a biodiversidade, são realizadas análises detalhadas durante o planejamento dos projetos, principalmente no caso de implantação de linhas devido as longas extensões alcançadas. Dentre tais soluções, destaca-se a utilização de estruturas mais elevadas que as convencionais e também de drones para realizar o lançamento de cabos condutores em áreas de vegetação nativa e reserva legal, sem a necessidade de supressão de vegetação na implantação e operação dos empreendimentos.

Também em 2020, iniciou-se no Espírito Santo, um projeto piloto denominado “Manejo Integrado de Vegetação”. O projeto tem aplicação nas faixas de servidão das linhas de distribuição onde encontra-se muitas espécies exóticas sob as mesmas.

BALANÇO SOCIAL ANUAL – FORMULÁRIO IBASE

BALANÇO SOCIAL ANUAL | FORMULÁRIO IBASE

EDP Espírito Santo

	2020 (R\$ mil)			2019 (R\$ mil)		
1 - Base de Cálculo						
Receita líquida (RL)			3.804.732			3.834.943,00
Resultado operacional (RO)			420.970,00			622.665,00
Folha de pagamento bruta (FPB)			122.195,50			131.787,27
2 - Indicadores Sociais Internos	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL
Alimentação	17.264,98	14.13%	0.45%	15.944,83	12.10%	0.42%
Encargos sociais compulsórios	28.437,45	23.27%	0.75%	28.691,85	21.77%	0.75%
Previdência privada	2.482,45	2.03%	0.07%	4.378,03	3.32%	0.11%
Saúde	11.918,70	9.75%	0.31%	121.440,43	-92.15%	-3.17%
Segurança e saúde no trabalho	-	0.00%	0.00%	686,10	0.52%	0.02%
Educação	-	0.00%	0.00%	132,46	0.10%	0.00%
Cultura	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%
Transporte	174,17	0.14%	0.00%	237,03	0.18%	0.01%
Capacitação e desenvolvimento profissional	581,10	0.48%	0.02%	673,88	0.51%	0.02%
Creches ou auxílio-creche	466,29	0.38%	0.01%	447,88	0.34%	0.01%
Participação nos lucros ou resultados	13.532,73	11.07%	0.36%	14.543,80	11.04%	0.38%
Programa de Desligamento Voluntário - PDV	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%
Outros	1.495,94	1.22%	0.04%	766,67	0.58%	0.02%
Total - Indicadores sociais internos	76.353,81	62.48%	2.01%	54.937,90	-41.69%	-1.43%
3 - Indicadores Sociais Externos	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL
Educação	585,79	0.14%	0.02%	123,00	0.02%	0.00%
Cultura	1.645,00	0.39%	0.04%	931,00	0.15%	0.02%
Saúde e saneamento	1.397,00	0.33%	0.04%	277,00	0.04%	0.01%
Esporte	485,00	0.12%	0.01%	436,00	0.07%	0.01%
Combate à fome e segurança alimentar	110,20	0.03%	0.00%	-	0.00%	0.00%
Outros	427,05	0.10%	0.01%	44,00	0.01%	0.00%
Total das contribuições para a sociedade	4.650,04	1.10%	0.12%	1.811,00	0.291%	0.05%
Tributos (excluídos encargos sociais)	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%
Total - Indicadores sociais externos	4.650,04	1.10%	0.12%	1.811,00	0.29%	0.05%
4 - Indicadores Ambientais	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL
Investimentos relacionados com a produção/ operação da empresa	31.762,98	7.55%	0.83%	16.346,11	2.63%	0.43%
Investimentos em programas e/ou projetos externos	-	0.00%	0.00%	-	0.00%	0.00%
Total dos investimentos em meio ambiente*	31.762,98	7.55%	0.83%	16.346,11	2.63%	0.43%
Quando ao estabelecimento de "metas anuais" para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/ operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa	<input checked="" type="checkbox"/> não possui metas <input type="checkbox"/> cumpre de 0 a 50% <input type="checkbox"/> cumpre de 51 a 75% <input type="checkbox"/> cumpre de 76 a 100%		<input checked="" type="checkbox"/> não possui metas <input type="checkbox"/> cumpre de 0 a 50% <input type="checkbox"/> cumpre de 51 a 75% <input type="checkbox"/> cumpre de 76 a 100%			
5 - Indicadores do Corpo Funcional		2020			2019	
Nº de empregados(as) ao final do período		1.015			1.021	
Nº de admissões durante o período		90			157	
Nº de empregados(as) terceirizados(as)		2.602			3.685	
Nº de estagiários(as)		42			49	
Nº de empregados(as) acima de 45 anos		133			178	
Nº de mulheres que trabalham na empresa		236			225	
% de cargos de chefia ocupados por mulheres		12%			14%	
Nº de negros(as) que trabalham na empresa		45			47	
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)		1.92%			2.00%	
Nº de pessoas com deficiência ou necessidades especiais		31			32	
6 - Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial		2020			2019	
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa		24.50			26.12	
Número total de acidentes de trabalho		8			9	
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	() direção	(x) direção e gerências	() todos empregados	() direção	(x) direção e gerências	() todos empregados
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	(x) direção e gerências	() todos empregados	() todos + Cipa	(x) direção e gerências	() todos empregados	() todos + Cipa
Quando à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	() não se envolve	(x) segue as normas da OIT	() incentiva e segue a OIT	() não se envolve	(x) segue as normas da OIT	() incentiva e segue a OIT
A previdência privada contempla:	() direção	() direção e gerências	(x) todos empregados	() direção	() direção e gerências	(x) todos empregados
A participação dos lucros ou resultados contempla:	() direção	() direção e gerências	(x) todos empregados	() direção	() direção e gerências	(x) todos empregados
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	() não são considerados	() são sugeridos	(x) são exigidos	() não são considerados	() são sugeridos	(x) são exigidos
Quando à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	() não se envolve	() apóia	(x) organiza e incentiva	() não se envolve	() apóia	(x) organiza e incentiva
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as): (na empresa, no procon, na justiça)	na empresa:	no Procon:	na Justiça:	na empresa:	no Procon:	na Justiça:
	19.435	1.466	2.818	23.173	3.749	5.276
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa:	no Procon:	na Justiça:	na empresa:	no Procon:	na Justiça:
	99.00%	100.00%	74.71%	99.00%	100.00%	30.94%
Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):		2.490.542			2.259.213,00	
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):		governo: 75% acionistas: 3% colaboradores: 6% retido: 8% terceiros: 8%			governo: 65% acionistas: 5% colaboradores: 1% retido: 13% terceiros: 17%	
7 - Outras Informações						
N/A - Não Aplicável.						

*Nota: Os investimentos em programas e/ou projetos externos são contabilizados de forma integrada aos investimentos de operação/produção

AUDITORES INDEPENDENTES

Nos termos da Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, a Companhia firmou contrato com a KPMG Auditores Independentes (KPMG), em março de 2018, para prestação de serviços de auditoria de suas demonstrações contábeis, bem como a revisão de informações contábeis intermediárias relativas ao exercício de 2018. A KPMG iniciou a prestação de serviços em abril de 2018.

A KPMG não é responsável pela auditoria de valores de energia medida, clientes e outras informações quantitativas, não financeiras.

Em 2020, a KPMG e suas afiliadas não prestaram nenhum serviço adicional à auditoria independente que superasse em 5% o valor contratado. A política de atuação da Companhia, bem como das demais empresas do Grupo EDP – Energias do Brasil, quanto à contratação de serviços não-relacionados à auditoria junto à empresa de auditoria, se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor independente. Estes princípios consistem, de acordo com princípios internacionalmente aceitos, em: (a) o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho; (b) o auditor não deve exercer funções gerenciais no seu cliente; e (c) o auditor não deve promover os interesses de seu cliente.

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Conforme requerido pelo artigo 25 da instrução CVM nº 480/09, e posteriores alterações, declaramos que revisamos e concordamos com as demonstrações financeiras e também com os Relatórios dos Auditores Independentes emitidos sobre as respectivas Demonstrações Financeiras para o exercício findos em 31 de dezembro de 2019 e 2020. Estas foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e o International Financial Reporting Standards (“IFRS”) emitidas pelo International Accounting Standards Board (“IASB”).



COMENTÁRIO SOBRE O COMPORTAMENTO DAS PROJEÇÕES EMPRESARIAIS

Conforme Art.20 da Instrução CVM nº 480/09, a divulgação de projeções e estimativas é facultativa.

ORÇAMENTO DE CAPITAL

Não há proposta de Orçamento de Capital para a Companhia, devido à distribuição integral do lucro.

OUTRAS INFORMAÇÕES QUE A COMPANHIA ENTENDA RELEVANTES

Todas as informações julgadas relevantes pela Companhia estão contempladas no Comentário de Desempenho e nas Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras.



PARECER DO CONSELHO FISCAL OU ÓRGÃO EQUIVALENTE

De acordo com artigo 26 do Estatuto Social da Companhia, amparado pelo Capítulo XIII da Lei nº 6.404, a Companhia terá um Conselho Fiscal não permanente eleitos pela Assembleia Geral que deliberar sua instalação.

A Assembleia Geral da EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A., realizada em 30 de abril de 2020, não deliberou a instalação do Conselho Fiscal ou Órgão equivalente.



DECLARAÇÃO DOS DIRETORES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Os Administradores da Companhia, em atendimento ao disposto no inciso VI do parágrafo 1º do artigo 25 da Instrução CVM nº 480/2009, declaram que em 12 de fevereiro de 2021, reviram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2020.

JOÃO MANUEL BRITO MARTINS

Diretor Presidente

VITOR HUGO ALEXANDRINO DA SILVA

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

FERNANDO PEIXOTO SALIBA

Diretor Comercial e Diretor de Distribuição

EVANDRO SCOPEL COMETTI

Diretor de Planejamento e Engenharia

DYOGENES ROSI

Diretor de Planejamento Energético

LUIZ FALCONE

Diretor de Regulação

JULIO CESAR DE ANDRADE

Diretor de Sustentabilidade

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES SOBRE O RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Os Administradores da Companhia, em atendimento ao disposto no inciso V do parágrafo 1º do artigo 25 da Instrução CVM nº 480/2009, declaram que, em 12 de fevereiro de 2021, reviram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2020, bem como declaram que nessa mesma data, reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no relatório emitido pela KPMG Auditores Independentes.

JOÃO MANUEL BRITO MARTINS

Diretor Presidente

VITOR HUGO ALEXANDRINO DA SILVA

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

FERNANDO PEIXOTO SALIBA

Diretor Comercial e Diretor de Distribuição

EVANDRO SCOPEL COMETTI

Diretor de Planejamento e Engenharia

DYOGENES ROSI

Diretor de Planejamento Energético

LUIZ FALCONE

Diretor de Regulação

JULIO CESAR DE ANDRADE

Diretor de Sustentabilidade