EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A.

Demonstrações Financeiras

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018

EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A.

Demonstrações financeiras
Em 31 de dezembro de 2019 e 2018

Conteúdo

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras	1 – 6
Balanços patrimoniais	7
Demonstrações de resultados	8
Demonstrações dos resultados abrangentes	9
Demonstrações dos fluxos de caixa	10
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido	11
Demonstrações do valor adicionado	12
Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras	13 – 56
Relatório da administração	57 – 74
Comentário sobre o Comportamento das Projeções Empresariais	75
Proposta de Orçamento de Capital	76
Outras Informações que a Companhia Entenda Relevantes	77
Parecer do Conselho Fiscal ou Órgão Equivalente	78
Declarações dos diretores sobre as demonstrações financeiras	79
Declarações dos diretores sobre o parecer dos auditores independentes	80

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 Distribuidora de Energia S.A.
Vitória - ES

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da EDP Espírito Santo Distribuidora de Energia S.A. (Companhia), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2019 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, 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 Distribuidora de Energia S.A. em 31 de dezembro de 2019, 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.

KPMG Auditores Independentes, uma sociedade simples brasileira e firma-membro da rede KPMG de firmas-membro independentes e afiliadas à KPMG International Cooperative (“KPMG International”), uma entidade suíça.

KPMG Auditores Independentes, a Brazilian entity and a member firm of the KPMG network of independent member firms affiliated with KPMG International Cooperative (“KPMG International”), a Swiss entity.

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$149.435 mil, valores a amortizar no período da concessão (intangível) no montante de R$ 629.551 mil e a valores a receber a título de indenização do Poder Concedente (ativo financeiro indenizável) no montante de R$ 1.789.045 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 2019.

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 2019, o valor estimado de venda de energia fornecida aos consumidores e não faturada totalizava nas demonstrações financeiras R$ 112.909 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 2019.

Valorização e classificação do benefício pós emprego (Consulte a nota explicativa 18 às demonstrações financeiras)
A Companhia patrocina planos vitalícios de benefício pós emprego, concedidos a colaboradores e ex-colaboradores, relativos a assistência médica e seguro de vida. Os saldos e os efeitos no resultado, decorrentes de sua mensuração, classificação, e projeção dos custos médicos foram relevantes no contexto das demonstrações financeiras e envolveram a necessidade de considerar premissas para mensuração dos saldos reconhecidos, principalmente devido a mudança de plano de assistência médica ocorrida durante o exercício corrente no qual o plano de assistência médica deixa de ser operado por fornecedor sob o modelo de seguradora, e passa a ser operado sob a forma de cooperativa, onde o operador possui uma rede própria de médicos e infraestrutura médica, e o uso de premissas atuariais, incluindo, entre outras, taxa de desconto, custos médicos, crescimento salarial, crescimento dos planos de benefício, fatores de idade, taxa de inflação e tábua de mortalidade. Devido complexidade e a relevância do valor envolvido, bem como o envolvimento de uma série de premissas sensíveis por parte da Companhia para elaboração da estimativa dos custos e obrigações que compõe o benefício pós emprego, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.

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 , mensuração e classificação do benefício pós emprego, envolvimento de nossos especialistas de atuarial, para nos auxiliar na análise e questionamentos sobre as projeções dos custos médicos e as principais premissas utilizadas, recálculo do valor presente do passivo atuarial e revisão dos custos que compõe a base de cálculo utilizada na apuração da estimativa do benefício pós emprego (incluindo as informações qualitativas dos participantes). Adicionalmente avaliamos as divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que os saldos e premissas adotadas para a determinação relacionada a estimativa do benefício pós emprego, bem como as divulgações relacionadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

Outros assuntos - Demonstração do valor adicionado
A demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019, 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.

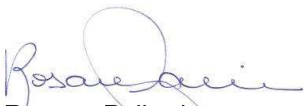
Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

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 2020

KPMG Auditores Independentes
CRC SP014428/O-6



Rosane Palharim
Contadora CRC 1SP220280/O-9

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

	Nota	31/12/2019	31/12/2018
ATIVO			
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5	222.272	69.206
Consumidores e concessionárias	6	721.972	752.766
Ativos financeiros setoriais	7	132.595	104.830
Imposto de renda e Contribuição social a compensar	8	42.481	88.318
Outros tributos compensáveis	8	203.963	18.371
Cauções e depósitos vinculados	11		4
Outros créditos	12	103.844	80.207
Total do Ativo Circulante		1.427.127	1.113.702
Não circulante			
Consumidores e concessionárias	6	17.427	12.941
Ativos financeiros setoriais	7	76.938	54.461
Ativos da concessão	13.3	149.435	184.108
Ativo financeiro indenizável	13.1	1.789.045	1.392.637
Outros tributos compensáveis	8	594.760	48.162
Imposto de renda e Contribuição social diferidos	9	194.863	213.586
Cauções e depósitos vinculados	11	189.002	116.404
Outros Créditos	12	3.501	4.446
		3.014.971	2.026.745
Propriedades para investimentos		907	907
Imobilizado	12.5	25.645	528
Intangível	13.2	629.551	672.217
		656.103	673.652
Total do Ativo Não circulante		3.671.074	2.700.397
TOTAL DO ATIVO		**5.098.201**	**3.814.099**

	Nota	31/12/2019	31/12/2018
PASSIVO			
Circulante			
Fornecedores	14	462.586	366.979
Outros tributos a recolher	8	161.745	165.665
Dividendos	15	91.547	63.729
Debêntures	16	274.870	87.497
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17	92.113	111.392
Benefícios pós-emprego	18	37.965	41.112
Encargos Setoriais	19	47.593	68.253
Provisões	20	2.686	8.546
Outras contas a pagar	12	88.356	56.614
Total do Passivo Circulante		1.259.461	969.787
Não circulante			
Outros tributos a recolher	8	105.379	111.549
PIS e COFINS diferidos	9	1.169	855
Debêntures	16	717.700	667.605
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17	235.375	312.319
Benefícios pós-emprego	18	716.281	655.674
Encargos Setoriais	19	906	132
Provisões	20	136.589	125.385
Passivos financeiros setoriais	7	851.130	45.551
Outras contas a pagar	12	20.022	209
Total do Passivo Não circulante		2.784.551	1.919.279
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital social	21.1	650.572	650.572
Reservas de capital	21.3	20.615	20.615
Reservas de lucros	21.3	797.357	554.297
Outros resultados abrangentes	21.4	(414.355)	(300.451)
Total do Patrimônio líquido		1.054.189	925.033
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		**5.098.201**	**3.814.099**

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	2019	2018
Receitas	22	3.834.943	3.391.814
Custo do serviço de energia elétrica	23		
Custo com energia elétrica		(2.405.389)	(2.161.703)
Custo de operação		(382.396)	(355.633)
Custo do serviço prestado a terceiros		(318.669)	(336.314)
		(3.106.454)	(2.853.650)
Lucro bruto		728.489	538.164
Despesas e Receitas operacionais	23		
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD		(53.509)	(49.912)
Despesas gerais e administrativas		9.410	(116.563)
Outras despesas		(61.725)	(72.930)
		(105.824)	(239.405)
Lucro antes do resultado financeiro e tributos		622.665	298.759
Resultado financeiro	24		
Receitas financeiras		274.096	109.782
Despesas financeiras		(372.165)	(202.417)
		(98.069)	(92.635)
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro		524.596	206.124
Tributos sobre o lucro	25		
Imposto de renda e contribuição social correntes		(51.936)	(26.131)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(77.401)	(9.499)
		(129.337)	(35.630)
Lucro líquido do exercício		**395.259**	**170.494**
Resultado por ação atribuível aos acionistas	26		
Resultado básico/ diluído por ação (reais/ações)			
ON		67,26668	29,01532

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)

	2019	2018
Lucro líquido do exercício	395.259	170.494
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado		
Ganhos e (perdas) atuariais - Benefícios pós-emprego	(172.582)	114.909
Imposto de renda e contribuição social diferidos	58.678	(39.069)
	(113.904)	75.840
Resultado abrangente do exercício	**281.355**	**246.334**

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	2019	2018
Fluxo de caixa das atividades operacionais			
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro		524.596	206.124
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais			
PIS e COFINS diferidos		314	849
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD		53.509	49.912
Valor justo do ativo financeiro indenizável		(156.844)	(30.110)
Depreciações e amortizações		117.667	104.078
Ganhos e perdas na alienação/desativação de bens e direitos		(1.395)	48.988
Ativos e passivos financeiros setoriais		178.072	(4.756)
Fornecedores - atualização monetária - Energia livre		3.458	3.475
Encargos de dívidas e variações monetárias sobre empréstimos, financiamentos e debêntures		100.649	89.004
Arrendamentos e aluguéis - atualização monetária e AVP		3.942	
Provisão para plano de benefícios pós-emprego		(71.660)	81.810
Provisões e atualizações monetárias cíveis, fiscais e trabalhistas		26.099	29.584
Ajuste a valor presente		(3.992)	(2.570)
Encargos setoriais - provisão e atualização monetária		14.815	13.031
Cauções e depósitos vinculados a litígios - atualização monetária		(6.754)	(15.807)
Impostos e contribuições sociais - atualização monetária		(182.755)	1.918
		599.721	**575.530**
(Aumento) diminuição de ativos operacionais			
Consumidores e concessionárias		(23.209)	(122.218)
Ativos financeiros setoriais		(15.491)	(29.923)
Imposto de renda e contribuição social a compensar		304.703	30.168
Outros tributos compensáveis		(732.190)	45.751
Estoques		(29.319)	(22.518)
Cauções e depósitos vinculados		(65.840)	(19.528)
Outros ativos operacionais		(15.252)	(21.710)
		(576.598)	**(139.978)**
Aumento (diminuição) de passivos operacionais			
Fornecedores		92.149	(21.997)
Passivos financeiros setoriais		592.756	(47.883)
Imposto de renda e contribuição social a recolher		(62.588)	
Outros tributos a recolher		(10.090)	(18.386)
Benefícios pós-emprego		(43.398)	(40.575)
Encargos Setoriais		(34.701)	(42.178)
Provisões		(20.755)	(12.658)
Outros passivos operacionais		80.547	71
		593.920	**(183.606)**
Caixa proveniente das atividades operacionais		**617.043**	**251.946**
Imposto de renda e contribuição social pagos		(67.303)	(46.373)
Caixa líquido proveniente das atividades operacionais		**549.740**	**205.573**
Fluxo de caixa das atividades de investimento			
Adições aos Ativos da concessão		(314.815)	(323.398)
Adições ao ativo financeiro indenizável			
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento		**(314.815)**	**(323.398)**
Fluxo de caixa das atividades de financiamento			
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(113.729)	(100.000)
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures		353.937	508.102
Amortização do principal de empréstimos, financiamentos e debêntures		(233.409)	(335.271)
Pagamentos de encargos de dívidas		(83.078)	(71.171)
Pagamentos do principal e de juros de arrendamentos		(5.580)	
Caixa líquido (aplicado nas) proveniente das atividades de financiamento	28.1	**(81.859)**	**1.660**
Aumento (Redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa		**153.066**	**(116.165)**
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício		222.272	69.206
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		69.206	185.371
		153.066	**(116.165)**

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 2017	**650.572**	**20.615**	**497.004**	**(376.291)**	**-**	**791.900**
Adoção inicial CPC 48 - 01/01/2018					(5.904)	(5.904)
Saldos em 1º de janeiro de 2018	**650.572**	**20.615**	**497.004**	**(376.291)**	**(5.904)**	**785.996**
Absorção de adoção inicial - CPC 48			(5.904)		5.904	-
Reversão de dividendos - AGE de 21/12/2018			6.457			6.457
Dividendo adicional aprovado - AGO de 25/04/2018			(38.779)			(38.779)
Lucro líquido do exercício					170.494	170.494
Destinação do lucro						
Constituição de reserva legal			8.525		(8.525)	-
Reserva de incentivo fiscal - SUDENE			4.293		(4.293)	-
Dividendos intermediários (JSCP)					(74.975)	(74.975)
Lucro do exercício a deliberar			82.701		(82.701)	-
Outros resultados abrangentes						
Ganhos e (perdas) atuariais - Benefícios pós-emprego				114.909		114.909
Imposto de renda e contribuição social diferidos				(39.069)		(39.069)
Saldos em 31 de dezembro de 2018	**650.572**	**20.615**	**554.297**	**(300.451)**	**-**	**925.033**

	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**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

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

	2019	2018
Geração do valor adicionado	**5.358.955**	**5.457.852**
Receita operacional	4.932.095	5.135.894
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD	(53.509)	(49.915)
Receita de construção	317.961	335.846
Atualização do Ativo financeiro indenizável	156.844	30.110
Outras receitas	5.564	5.917
(-) Insumos adquiridos de terceiros	**(3.254.104)**	**(3.031.556)**
Custos da energia comprada	(2.249.786)	(2.031.602)
Encargos de uso da rede elétrica	(376.074)	(345.122)
Materiais	(16.546)	(14.068)
Serviços de terceiros	(191.163)	(195.109)
Custo com construção da infraestrutura	(317.961)	(335.846)
Outros custos operacionais	(102.574)	(109.809)
Valor adicionado bruto	**2.104.851**	**2.426.296**
Retenções		
Depreciações e amortizações	(126.508)	(111.366)
Valor adicionado líquido produzido	**1.978.343**	**2.314.930**
Valor adicionado recebido em transferência		
Receitas financeiras	280.870	116.895
Valor adicionado total a distribuir	**2.259.213**	**2.431.825**
Distribuição do valor adicionado		
Pessoal		
Remuneração direta	100.357	87.808
Benefícios	(98.412)	28.573
FGTS	11.465	7.917
Impostos, taxas e contribuições		
Federais	333.438	862.381
Estaduais	1.136.870	1.058.735
Municipais	1.947	2.045
Remuneração de capitais de terceiros		
Juros	375.311	206.990
Aluguéis	2.978	6.882
Remuneração de capital próprio		
Juros sobre capital próprio	71.013	74.975
Dividendos	31.186	
	1.966.153	**2.336.306**
Lucros retidos	293.060	95.519
	2.259.213	**2.431.825**

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 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 17 de janeiro de 2020. 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 beneficio definido que são reconhecidos a valor justo, com limitação de reconhecimento do superávit atuarial (Nota 18).

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 6.3); 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 27.1.2.1).

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 6.3.

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 2019, após proceder com esta avaliação dos ativos não financeiros, a Administração concluiu que o valor contábil líquido registrado dos ativos é recuperável e, portanto, não houve necessidade de registro de provisão para redução ao valor recuperável.

3.7 Adoção às normas de contabilidade novas e revisadas

Mantendo o processo permanente de revisão das normas de contabilidade o IASB e, consequentemente, o CPC emitiram novas normas e revisões às normas já existentes, que entraram em vigor a partir de 1º de janeiro de 2019, e que foram devidamente adotadas pela Companhia. A relação destas normas e seus respectivos impactos, estão descritos abaixo:

Número/ Descrição	Correlação IASB	Natureza	Data Publicação (Brasil)	Obrigatoriedade de adoção	Impactos Contábeis	Método de Adoção
CPC 06 (R2) – Arrendamentos (Nota 3.7.1)	IFRS 16	Pronunciamento	21/12/2017	01/01/2019	Sim	Retrospectiva com efeito cumulativo
CPC 42 – Contabilidade em Economia Hiperinflacionária	IAS 29	Pronunciamento	21/12/2018	(*)	Sem impactos	Não aplicável sua adoção
ICPC 23 - Aplicação da Abordagem de Atualização Monetária Prevista no CPC 42	IFRIC 7	Interpretação	21/12/2018	(*)	Sem impactos	Não aplicável sua adoção
ICPC 22 - Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro (Nota 3.7.2)	IFRIC 23	Interpretação	21/12/2018	01/01/2019	Sem impactos relevantes	Sem impactos relevantes da adoção para os exercícios
Revisão de Pronunciamentos Técnicos do CPC nº 13/18 (Nota 3.7.3)	Revisão Diversos CPCs		01/11/2018	01/01/2019	Sem impactos	Sem impactos da adoção para os exercícios
CPC 00 (R2) - Estrutura Conceitual para Relatório Financeiro (Conceptual Framework) (Nota 3.7.4)	Conceptual Framework	Estrutura Conceitual	10/12/2019	01/01/2020	Sem impactos	Sem impactos da adoção para os exercícios

(*) obrigatória somente quando do enquadramento da moeda funcional utilizada pela entidade no alcance de economia hiperinflacionária apresentada pelo pronunciamento CPC 42.

3.7.1 CPC 06 (R2) - Operações de Arrendamento

Em dezembro de 2017 foi emitido o CPC 06 (R2), em correlação à norma IFRS 16, que introduziu novas regras para as operações de arrendamento. O objetivo é garantir que arrendatários e arrendadores forneçam informações relevantes de modo que representem fielmente essas transações. O CPC 06 (R2) requer que os arrendatários passem a reconhecer o passivo dos pagamentos futuros e o direito de uso do ativo arrendado para praticamente todos os contratos de arrendamento, incluindo os operacionais, porém foram criadas isenções opcionais para arrendamentos de curto prazo e de baixo valor (Nota 23.4). Os critérios de reconhecimento e mensuração dos arrendamentos nas demonstrações financeiras dos arrendadores ficam substancialmente mantidos. O CPC 06 (R2), em geral, foi aplicado retrospectivamente a partir de 1º de janeiro de 2019 e substituiu o CPC 06 (R1) - Operações de Arrendamento (IAS 17) e correspondentes interpretações.

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

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

Após as devidas análises, a Companhia realizou o registro dos seguintes montantes em 1º de janeiro de 2019:

	Nota	Saldo em 31/12/2018	Ajustes adoção inicial	Saldo em 1º de janeiro de 2019
Ativo				
Imobilizado	12.5	528	20.029	20.557
Passivo				
Outras contas a pagar (Circulante)	12.5	56.614	6.729	63.343
Outras contas a pagar (Não circulante)	12.5	209	13.300	13.509

Os efeitos desta adoção estão reconhecidos nas notas de Outros créditos - Ativo e Outras contas a pagar – Passivo (Nota 12), Imobilizado (Nota 12.5), Gastos operacionais (Nota 23) e Resultado financeiro (Nota 24).

3.7.2 ICPC 22 - Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro

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

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

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

3.7.3 Revisão de Pronunciamentos Técnicos do CPC nº 13/18

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

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

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

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

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

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

4 Eventos significativos no exercício

4.1 Captações e liberações de recursos

Durante o exercício de 2019 a Companhia obteve os seguintes recursos:

Fonte	Data da liberação	Vencimento	Valor	Custo da dívida	Finalidade
EDP - Energias do Brasil S.A. (Liberação) (*)	jan/19	mai/19	32.000	100,3% do CDI	Contratos de mútuo
EDP - Energias do Brasil S.A. (Liberação) (*)	jan/19	jan/21	15.000	100,3% do CDI	Contratos de mútuo
EDP - Energias do Brasil S.A. (Liberação) (*)	abr/19	jan/21	8.000	100,3% do CDI	Contratos de mútuo
Debêntures - 8ª Emissão	mar/19	mar/24	300.000	106,6% do CDI	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro
			355.000		

(*) Os contratos de mútuo junto à sua controladora foram integralmente liquidados até a conclusão destas demonstrações financeiras.

Para mais informações sobre os recursos recebidos acima, vide notas 10 e 16.

4.2 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 Companhia reconheceu o montante de R$737.962 a recuperar, atualizado monetariamente, retroativo a competência março de 2012, em conformidade com a Solução de Consulta da RFB nº 13/2018, na rubrica de Imposto de renda, Contribuição social e Outros tributos (Nota 8) e em contrapartida reconheceu passivos financeiros setoriais (Nota 7). A Receita Federal deferiu o pedido de habilitação dos créditos. 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.

O montante foi revisado considerando as cláusulas da referida decisão e teve seu valor principal em R$555.006, que atualizados até 31 de dezembro de 2019, somam R$737.962.

4.3 8ª Revisão Tarifária Periódica

A Resolução Homologatória ANEEL nº 2.589 de 6 de agosto de 2019, homologou o resultado da 8ª Revisão Tarifária Periódica da Companhia aplicado a partir de 7 de agosto de 2019.

O efeito médio percebido pelos consumidores foi de -4,84%, sendo -3,22% o efeito médio para os consumidores atendidos em alta e média tensão e -5,56% o efeito médio para os consumidores atendidos em baixa tensão.

No processo de Revisão Tarifária Periódica, que se dá a cada três anos na Companhia, a ANEEL recalcula os custos regulatórios passíveis de gerenciamento pela distribuidora (Parcela B) que incluem: (i) os custos de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) e (ii) o custo Anual dos Ativos (CAA). Já os custos não gerenciáveis (Parcela A), que englobam a energia comprada de geradoras, o transporte da energia, os encargos setoriais e os ajustes financeiros são definidos com base em projeções para os doze meses subsequentes, assim como na variação de preços verificada nos doze meses anteriores.

O Fator X é calculado em função dos componentes "Pd" (ganhos de produtividade) e "T" (trajetória para adequação de custos operacionais), que irão perdurar por todo o ciclo, além do componente "Q" (incentivo à qualidade), recalculado a cada processo tarifário. Os valores foram homologados em: "Pd": 1,12%; "T": -1,05%; e "Q": -0,28%.

Na composição da revisão tarifária de 2019 destacam-se os componentes de Remuneração do Capital e Quota de Reintegração Regulatória, derivados da Base de Remuneração Regulatória homologada. A Base de Remuneração Bruta foi de R$4,198 bilhões e a Base de Remuneração Líquida de R$2,581 bilhões, 19% e 28% superiores respectivamente à última revisão.

O índice regulatório definido pela ANEEL para as Perdas Técnicas para o próximo ciclo é de 7,06%, sobre a energia injetada. Já para as Perdas Não Técnicas de Baixa Tensão, a trajetória regulatória atingirá o patamar de 9,58% em 2022, considerando o valor definido no primeiro ano de 10,74%.

A partir deste resultado, o Ativo Financeiro Indenizável foi ajustado em R$122.102 decorrente da diferença entre as premissas utilizadas pela Companhia e o efetivamente utilizado pela ANEEL quando do processo de Revisão Tarifária, principalmente (i) para a atualização do investimento incremental, IPCA versus Banco de Preço, e (ii) estimativa de glosas.

O montante dos itens financeiros reconhecido pela ANEEL neste processo foi positivo de R$187.027, referente à diferença entre os custos não gerenciáveis homologados (energia, transporte e encargos) e os efetivamente incorridos pela Companhia no período tarifário, e a previsão dos custos futuros.

4.4 Laudo Atuarial do Benefício Pós Emprego

Em 31 de dezembro de 2019, as Companhia reconheceu no resultado, com base no CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados, o custo do serviço passado resultante da alteração do plano de assistência médica, no valor positivo de R$134.376 (Nota 18.2.1).

5 Caixa e equivalentes de caixa

	Nota	31/12/2019	31/12/2018
Bancos conta movimento		147.303	47.655
Aplicações financeiras			
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	5.1	74.821	20.261
Fundos de investimento	5.2	148	1.290
		74.969	21.551
Total		222.272	69.206

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 101,00% 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.

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 93,69% do CDI.

6 Consumidores e concessionárias

		Valores correntes						Valores renegociados						
		A vencer	Vencidos					A vencer		Vencidos				
	Nota	Até 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias	PECLD (Nota 6.3)	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias	PECLD (Nota 6.3)	Saldo líquido em 31/12/2019	Saldo líquido em 31/12/2018
Circulante														
Consumidores														
Fornecimento faturado														
Residencial		91.096	99.572	14.003	31.257	72.174	(88.184)	6.129	15.604	4.538	24.915	(33.160)	237.944	236.396
Industrial		31.327	12.415	2.314	3.855	10.248	(7.741)	910	2.751	558	4.972	(3.136)	58.473	58.249
Comércio, serviços e outras atividades		62.152	28.057	4.344	9.064	23.573	(28.405)	1.737	4.796	1.063	6.126	(8.299)	104.208	112.404
Rural		31.911	24.227	5.828	7.627	14.880	(17.872)	3.545	10.303	849	3.246	(4.423)	80.121	72.470
Poder público														
Federal		4.748	853	37	9	56	(75)				4	(2)	5.630	7.558
Estadual		5.442	363	7	95	42	(44)	5	2		11		5.923	7.204
Municipal		12.164	1.976	543	1.092	1.176	(1.445)	42	8	1	42	(28)	15.571	15.761
Iluminação pública		18.697	2.387	22	298	373		3.918	8.149	207	1.921		35.972	44.581
Serviço público		10.386	1.218	503	724	2.239	(174)	135	65	5		(47)	15.054	14.853
Serviços Cobráveis		871	750	271	927	870	(1.120)						2.569	2.043
Fornecimento não faturado		112.909					(941)						111.968	145.634
(-) Arrecadação em processo de reclassificação		(13.457)											(13.457)	(23.626)
Outros créditos	6.2	28.573											28.573	28.535
		396.819	171.818	27.872	54.948	125.631	(146.001)	16.421	41.678	7.221	41.237	(49.095)	688.549	722.062
Concessionárias														
Suprimento de energia elétrica		11.948											11.948	10.398
Encargos de uso da rede elétrica		3.858											3.858	2.894
Outros créditos		17.617											17.617	17.412
		33.423	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33.423	30.704
Total Circulante		430.242	171.818	27.872	54.948	125.631	(146.001)	16.421	41.678	7.221	41.237	(49.095)	721.972	752.766

		Correntes a vencer		Renegociados a vencer			
Não circulante		Mais de 360 dias	PECLD (Nota 6.3)	Mais de 360 dias	PECLD (Nota 6.3)	Saldo líquido em 31/12/2019	Saldo líquido em 31/12/2018
Consumidores							
Fornecimento faturado							
Residencial				16.417	(9.935)	6.482	5.913
Industrial		693	(693)	3.487	(980)	2.507	341
Comércio, serviços e outras atividades				9.374	(5.797)	3.577	4.168
Rural				3.762	(1.624)	2.138	1.424
Iluminação pública				6.138		6.138	8.415
Serviço público						-	87
(-) Ajuste a valor presente	6.1			(3.415)		(3.415)	(7.407)
Total Não circulante		693	(693)	35.763	(18.336)	17.427	12.941

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 Ajuste a valor presente

Os saldos renegociados estão reconhecidos a valor presente, considerando o montante a ser descontado, as datas de realização, as datas de liquidação e a taxa de desconto.

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 2019 e 31 de dezembro de 2018 a taxa corresponde a 12,26% a.a., afetando positivamente o resultado do exercício em R$3.992 (R$2.570 em 2018) (Nota 24).

6.2 Outros créditos - Consumidores

Do saldo em 31 de dezembro de 2019 de R$28.573 (R$28.535 em 31 de dezembro de 2018), R$27.415 (R$27.415 em 31 de dezembro de 2018) 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 2019 no valor de R$28.546 (R$28.528 em 31 de dezembro de 2018) (Nota 19).

6.3 Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD

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

	Saldo em 31/12/2018	PECLD esperada Ao longo da vida	Revisão do risco (*)	Resultado de perdas	Saldo em 31/12/2019
Consumidores					
Residencial	(89.076)	(34.928)	(784)	(6.491)	(131.279)
Industrial	(7.730)	(2.889)	6.712	(8.643)	(12.550)
Comércio, Serviços e Outras Atividades	(22.462)	(9.574)	(4.046)	(6.419)	(42.501)
Rural	(13.559)	(8.597)	83	(1.846)	(23.919)
Poder Público	(947)	(271)	237	(613)	(1.594)
Iluminação Pública	(217)		290	(73)	-
Serviço Público	(91)	(72)	203	(261)	(221)
Serviços Cobráveis	(445)		(675)		(1.120)
Não faturado	(1.454)	513			(941)
	(135.981)	(55.818)	2.020	(24.346)	(214.125)
Total	(135.981)	(55.818)	2.020	(24.346)	(214.125)
Circulante	(120.105)				(195.096)
Não circulante	(15.876)				(19.029)
Total	(135.981)				(214.125)

(*) 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					
	31/12/2019				31/12/2018	
	Consumo regular		Consumo irregular			
	Baixa tensão	Média e Alta tensão	Baixa tensão	Média e Alta tensão	Baixa tensão	Média e Alta tensão
Consumidores						
Residencial	1,15%	0,34%	25,90%	n/a	1,55%	n/a
Industrial	0,07%	0,01%	34,53%	30,85%	1,55%	0,25%
Comércio, Serviços e Outras Atividades	n/a	0,05%	31,41%	n/a	0,80%	0,28%
Rural	0,14%	n/a	16,23%	1,22%	1,61%	0,08%
Poder Público	n/a	n/a	26,65%	n/a	0,15%	0,18%
Iluminação Pública	n/a	n/a	n/a	n/a	0,40%	n/a
Serviço Público	n/a	n/a	n/a	n/a	0,17%	0,10%

A exposição da Companhia a riscos de crédito está divulgada na nota 27.2.4.

7 Ativos e passivos financeiros setoriais

	Saldo em 31/12/2018	Apropriação	Amortização (i)	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2019	Valores em amortização	Valores em consti-tuição	Circulante	Não circulante	Valores em amortização	Valores em constituição			
										IRT (*) 2019	IRT (*) 2020	IRT (*) 2021	IRT (*) 2022	Indeterminado (**)
CVA														
Compra de energia (ii)	316.669	16.208	(224.538)	16.045	124.384	79.086	45.298	110.187	14.197	79.086	74.643	(29.345)		
Custo da Energia de Itaipu	81.936	70.538	(59.560)	4.461	97.375	44.645	52.730	66.616	30.759	44.645	52.730			
PROINFA	266	4.365	(1.680)	242	3.193	3.972	(779)	3.648	(455)	3.972	(779)			
Transporte Rede Básica	32.704	30.332	(27.935)	1.193	36.294	6.033	30.261	18.642	17.652	6.033	30.261			
Transporte de Energia - Itaipu	5.093	3.340	(4.592)	245	4.086	1.989	2.097	2.863	1.223	1.989	2.097			
Encargos de Serviço do Sistema - ESS / Encargos de Energia de Reserva - EER (iii)	(152.024)	(42.884)	122.613	(7.737)	(80.032)	(52.565)	(27.467)	(64.010)	(16.022)	(52.565)	(27.467)			
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	21.435	(2.219)	(1.368)	1.142	18.990	13.478	5.512	15.775	3.215	13.478	5.512			
	306.079	79.680	(197.060)	15.591	204.290	96.638	107.652	153.721	50.569	96.638	136.997	(29.345)	-	-
Itens financeiros														
Sobrecontratação de energia (iv)	(109.152)	13.417	67.428	(6.288)	(34.595)	(17.030)	(17.565)	(24.349)	(10.246)	(17.030)	(17.565)			
Neutralidade da Parcela "A"	10.943	(36.781)	11.263	(990)	(15.565)	(27.361)	11.796	(22.366)	6.801	(27.361)	11.796			
Ultrapassagem de demanda e Excedente de reativos	(69.257)	(28.380)	11.132	(7.659)	(94.164)	(16.661)	(77.503)	(16.661)	(77.503)	(16.661)		(49.710)	(27.793)	
Outros	(29.885)	23.728	11.264	4.230	9.337	14.991	(5.654)	15.188	(5.851)	14.991	474	(6.128)		
	(197.351)	(28.016)	101.087	(10.707)	(134.987)	(46.061)	(88.926)	(48.188)	(86.799)	(46.061)	(5.295)	(55.838)	(27.793)	-
PIS e COFINS														
PIS/ COFINS Nota Técnica nº 115/04	5.012		22.050		27.062		27.062	27.062			27.062			
Exclusão do ICMS da base de PIS e COFINS (Nota 4.2)	-	(555.006)		(182.956)	(737.962)		(737.962)		(737.962)					(737.962)
	5.012	(555.006)	22.050	(182.956)	(710.900)	-	(710.900)	27.062	(737.962)	-	27.062	-	-	(737.962)
Total	113.740	(503.342)	(73.923)	(178.072)	(641.597)	50.577	(692.174)	132.595	(774.192)	50.577	158.764	(85.183)	(27.793)	(737.962)
Ativo Circulante	104.830				132.595		-	132.595						
Ativo Não circulante	54.461				76.938		-		76.938					
Passivo Não circulante	45.551				851.130		-		851.130					

(*) 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 ativos setoriais líquidos dos passivos, em 31 de dezembro de 2018 somava um valor de R$113.740, sendo que o total de passivos setoriais líquido dos ativos em 31 de dezembro de 2019 soma um valor de R$641.597. A variação negativa no exercício no montante de R$755.337 foi causada, substancialmente, pela exclusão do ICMS da base de PIS e COFINS, bem como pelos seguintes motivos:

(i) Amortização: No exercício, foi repassado aos consumidores no faturamento de energia o montante de R$73.923 referente a ativos setoriais líquidos homologados pela ANEEL.

(ii) Compra de Energia: A variação da apropriação referente aos valores de compra de energia quando comparado com o mesmo período de 2018 deve-se a redução de Risco Hidrológico por uma conjuntura mais otimista do cenário hídrico, que impactou em uma baixa de preços no decorrer do ano de 2019.

(iii) Encargos de Serviço do Sistema - ESS / Encargos de Energia de Reserva - EER: O ESS, representa principalmente a necessidade de acionamento de agentes geradores térmicos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS fora da ordem de mérito de custo, assim como os serviços suplementares prestados pelos geradores de energia elétrica afim de manter o sistema de transmissão em condições adequadas de operação. O EER, representa o encargo necessário para remunerar as usinas de geração de energia elétrica que operam na modalidade de Energia de Reserva, cujo objetivo é acrescentar segurança operativa e de suprimento ao setor elétrico. Ocorre que o custo do ESS/ERR se mostrou inferior ao previsto com relação às respectivas coberturas tarifárias para o período em análise, gerando um passivo regulatório. O principal motivo dessa variação é que as usinas que operam na modalidade de Energia de Reserva liquidam a energia gerada ao Preço de Liquidação das Diferenças - PLD, sendo que a receita auferida é utilizada para remunerá-las, com previsão de complementação da receita pelos os agentes com perfil de consumo. Dessa forma, apesar de as distribuidoras terem contribuído com a Conta de Energia de Reserva (CONER), essa contribuição foi inferior à cobertura tarifária, gerando um passivo regulatório a ser equalizado nos processos tarifários seguintes.

(iv) Sobrecontratação de energia: A variação desse item deve-se, principalmente, a participação da Companhia no Mecanismo de Venda de Excedentes - MVE, no qual foi realizada a descontratação de energia para o período de fevereiro à dezembro de 2019. Diante da carga total do ano prevista, espera-se fechar o ano com nível de contratação de 106,20%. O resultado da sobrecontratação de 2019 depende da relação do preço médio de aquisição de energia e do PLD, ou seja, enquanto o PLD for maior que o preço médio de aquisição de energia, o impacto da sobrecontratação é positivo na liquidação financeira do mercado de curto prazo. Para 2019 o PLD médio anual foi de R$227,01/MWh, comparado com o preço médio de aquisição de energia de R$203,57MWh o que significa um resultado anual positivo a favor da Companhia.

8 Imposto de renda, Contribuição social e Outros tributos

	Nota	Saldo em 31/12/2018	Adição	Atualização monetária	Adiantamentos / Pagamentos	Compensação de tributos	Transferência	Saldo em 31/12/2019
Ativos compensáveis								
Imposto de renda e contribuição social a compensar	8.1	88.318		5.853	65.709	(74.443)	(42.956)	42.481
Total Circulante		88.318	-	5.853	65.709	(74.443)	(42.956)	42.481
Outros tributos compensáveis								
ICMS	8.2	52.052	12.907				(5.386)	59.573
PIS e COFINS	4.2	1.829	796.715	183.059		(14.398)	(236.876)	730.329
IRRF sobre aplicações financeiras		7.331	1.173				(5.116)	3.388
IR/CS retidos sobre faturamento		1.223	2.382				(2.270)	1.335
Outros		4.098	637	306		(943)		4.098
Total		66.533	813.814	183.365	-	(15.341)	(249.648)	798.723
Circulante		18.371						203.963
Não circulante		48.162						594.760

	Nota	Saldo em 31/12/2018	Adição	Atualização monetária	Pagamentos	Compensação de tributos	Transferência	Saldo em 31/12/2019
Passivos a recolher								
Imposto de renda e contribuição social a recolher		-	51.936		(1.594)		(50.342)	-
Total Circulante		-	51.936	-	(1.594)	-	(50.342)	-
Outros tributos a recolher								
ICMS	8.3	96.652	1.149.331	333	(1.146.048)		(5.386)	94.882
PIS e COFINS		39.304	459.731	5	(146.255)	(77.595)	(236.876)	38.314
Tributos sobre serviços prestados por terceiros		2.873	18.072		(18.357)			2.588
IRRF sobre juros s/ capital próprio	8.4	11.246	10.652			(11.246)		10.652
Parcelamentos	8.5	121.748		6.118	(11.742)			116.124
Encargos com pessoal		5.203	2.298		(2.190)	(943)		4.368
Outros		188	253	7	(252)			196
Total		277.214	1.640.337	6.463	(1.324.844)	(89.784)	(242.262)	267.124
Circulante		165.665						161.745
Não circulante		111.549						105.379

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 decorrência do recálculo dos tributos sobre os ativos e passivos setoriais, no exercício de 2017, a Companhia apurou créditos dos referidos tributos entre a antiga apuração pelo consumo efetivo da energia e a atual apuração pelo regime de competência.

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 2019 o montante de R$453.

8.2 ICMS - Ativo Compensável

Do saldo a compensar de R$59.573 (R$52.052 em 31 de dezembro de 2018), R$10.095 (R$7.531 em 31 de dezembro de 2018) são Circulante e R$49.478 (R$44.521 em 31 de dezembro de 2018) são Não circulante. Do montante total, R$56.184 (R$49.637 em 31 de dezembro de 2018) 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 ICMS - Passivo a Recolher

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

8.4 IRRF sobre juros s/ 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 2019 de R$10.652 é relativo ao JSCP deliberado no exercício de 2019 a ser liquidado em janeiro de 2020.

8.5 Parcelamentos

8.5.1 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

8.5.2 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 2019 restam 121 parcelas de R$896 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

8.5.3 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	(18.175)		(18.175)
Pagamento	(36.079)	(56.816)	(92.895)
Atualização	5.850	15.637	21.487
Reversão de atualização da conversão em renda	(2.892)		(2.892)
Saldos em 31 de dezembro de 2019	9.099	107.025	116.124

(*) O saldo do REFIS em 31 de dezembro de 2019 de R$9.099 (R$8.892 em 31 de dezembro de 2018) possui depósitos judiciais no montante de R$23.153 (R$22.643 em 31 de dezembro de 2018), 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

		Ativo		Passivo	
	Nota	Não circulante		Não Circulante	
		31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
PIS e COFINS				1.169	855
Imposto de renda e contribuição social	9.1	194.863	213.586		
Total		194.863	213.586	1.169	855

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

		Ativo Não circulante		Passivo Não circulante		Resultado		Patrimônio líquido	
Natureza dos créditos	**Nota**	**31/12/2019**	**31/12/2018**	**31/12/2019**	**31/12/2018**	**2019**	**2018**	**2019**	**2018**
Prejuízos Fiscais		842	1.930			(1.088)	(9.959)		
Base Negativa da Contribuição Social		(588)	3.891			(4.479)	(3.975)		
		254	5.821	-	-	(5.567)	(13.934)	-	-
Diferenças Temporárias									
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD		56.560	33.505			23.055	(1.061)		3.041
Benefício pós-emprego		43.117	82.251			(39.134)	14.007		
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas		46.128	44.435			1.693	7.760		
Consumidores - ajuste a valor presente		1.161	2.518			(1.357)	(875)		
Valor justo do Ativo Financeiro Indenizável - ICPC 01 (R1)				169.745	116.418	(53.327)	(10.237)		
Benefício pós-emprego - Outros resultados abrangentes		213.456	154.778					58.678	(39.069)
Outras		1.644	2.008	7.535	7.083	(816)	(3.113)		
Total Diferenças temporárias		362.066	319.495	177.280	123.501	(69.886)	6.481	58.678	(36.028)
Crédito fiscal do ágio incorporado	9.1.1.1	9.823	11.771			(1.948)	(2.046)		
Total bruto		372.143	337.087	177.280	123.501	(77.401)	(9.499)	58.678	(36.028)
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos		(177.280)	(123.501)	(177.280)	(123.501)				
Total		194.863	213.586	-	-				

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$1.637 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, inclusive considerando seus descontos a valor presente, demonstrando a capacidade de realização desses créditos tributários nos exercícios indicados, a qual é aprovada pelo Conselho da Administração. Com base no estudo técnico das projeções de resultados tributáveis, a Companhia estima recuperar o crédito tributário nos seguintes exercícios:

2020	2021	2022	2023	2024	2025 a 2027	A partir de 2028	Total
55.890	54.301	54.213	38.756	38.678	78.759	51.546	372.143

A realização do ativo fiscal diferido está em consonância com as disposições da Instrução CVM nº 371/02 e Ofício Circular CVM/SNC/SEP/nº01/2019.

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:

				Ativo				Passivo				Receitas (Despesas)			
				Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante		Operacionais		Financeiras	
	Relacionamento	Preço praticado (R$/MWh)	Duração	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	2019	2018	2019	2018
Consumidores e concessionárias (Nota 6)															
Ressarcimento por insuficiência de geração															
Porto do Pecém	Controle Comum		27/08/2008 a 31/12/2026	909	909							(4)	(2.373)		
Uso do sistema de distribuição															
Energest	Controle Comum		01/08/2005 a 17/07/2025	501	387							5.264	5.254		
Santa Fé	Controle Comum (**)		23/03/2009 a 17/07/2025										416		
EDP PCH	Controle Comum (**)		01/04/2016 a 17/07/2025										2.735		
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			
				4.522	1.296	-	-	-	-	-	-	38.787	6.032	-	-
Fornecedores (Nota 14)															
Suprimento de energia elétrica															
Enerpeixe	Controle Comum	160,85	01/01/2016 a 31/12/2018						9				(92)		
Energest	Controle Comum	239,26	01/01/2008 a 31/12/2037					75	76			(611)	(586)		
Energest	Controle Comum	159,20	01/01/2016 a 31/12/2018						3				(31)		
Lajeado	Controle Comum	237,2	01/01/2008 a 31/12/2037					5	5			(53)	(51)		
Lajeado	Controle Comum	239,26	01/01/2009 a 31/12/2038					9	9			(95)	(92)		
Lajeado	Controle Comum	222,82	01/01/2009 a 31/12/2038					38	39			(311)	(298)		
Santa Fé	Controle Comum (**)	245,72	01/01/2009 a 31/12/2018										(474)		
Porto do Pecém	Controle Comum	Parcela fixa(*) + Custo variável	01/01/2012 a 31/12/2026					4.928	2.084			(27.520)	(31.522)		
EDP Comercializadora	Controle Comum		01/05/2014 a 31/12/2019					22	23			(231)	(238)		
ECE Participações	Controle Comum (***)	170,30	01/01/2015 a 31/12/2044						699			(5.090)	(5.377)		
EDP PCH	Controle Comum (**)	258,35	01/04/2016 a 31/12/2018										(24.108)		
EDP PCH	Controle Comum (**)	262,21	01/04/2016 a 31/12/2018										(31.528)		
EDP PCH	Controle Comum (**)	227,99	01/04/2016 a 31/12/2018										(2)		
São Manoel	Controle Comum	111,89	26/04/2018 a 31/12/2047					172	152			(1.418)	(932)		
CEJA	Controle Comum	170,3	01/01/2015 a 31/12/2044					690				(526)			
Uso do sistema de transmissão															
EDP Transmissão	Controle Comum		09/02/2019 a 10/02/2047					2.156				(6.808)			
				-	-	-	-	8.095	3.099	-	-	(42.663)	(95.331)	-	-

				Ativo				Passivo				Receitas (Despesas)			
				Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante		Operacionais		Financeiras	
	Relacionamento	Preço praticado (R$/MWh)	Duração	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	2019	2018	2019	2018
Outros créditos e Outras contas a pagar (Nota 12)															
Contrato de Compartilhamento de Recursos Humanos															
EDP - Energias do Brasil	Controladora		01/01/2019 a 31/12/2019			1.853	2.067			3.198		(7.367)	(5.300)		
Convênio de arrecadação															
EDP GRID	Controle Comum		24/08/2015 a 30/06/2023					47	39						
Aquisição de materiais															
EDP São Paulo	Controle Comum		30/09/2019								63				
Compartilhamento dos serviços de infraestrutura (b)															
EDP - Energias do Brasil	Controladora		01/01/2015 a 31/12/2019				14			248	88	(1.966)	(1.026)		
Energest	Controle Comum		29/07/2015 a 29/07/2019			1	1					10	15		
EDP GRID	Controle Comum		29/07/2015 a 29/07/2019									1	1		
Santa Fé	Controle Comum (**)		29/07/2015 a 31/12/2019										1		
EDP Renováveis	Controle Comum		29/07/2015 a 29/07/2019			18	18								
Cachoeira Caldeirão	Controle Comum		29/07/2015 a 29/07/2019									1	1		
ECE Participações	Controle Comum (***)		29/07/2015 a 29/07/2019									1	1		
EDP PCH	Controle Comum (**)		01/11/2016 a 31/10/2019										1		
EDP Transmissão	Controle Comum		01/01/2019 a 31/12/2021			5						498			
EDP Comercializadora	Controle Comum		01/08/2018 a 31/12/2021			8						10			
Opções de ações outorgadas da controladora (Nota 10.2.1)															
EDP - Energias do Brasil	Controladora		19/06/2017 a 18/06/2023							210	58	(152)	(52)		
Contrato de Compartilhamento de Atividades de *Backoffice* (c)															
EDP - Energias do Brasil	Controladora		01/01/2019 a 31/12/2019				68			2.361		(15.604)	(14.665)		
Compartilhamento da plataforma NEWEB (d)															
EDP Portugal	Controladora Indireta		01/01/2019 a 31/12/2019					789	583						
Contrato de reembolso de prêmio de seguro															
EDP - Energias do Brasil	Controladora		31/03/2019									455			
Investco	Controle Comum		31/03/2019 a 04/07/2019									6			
				-	-	1.885	2.168	836	622	6.017	209	(24.107)	(21.023)	-	-
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas															
Contratos de mútuo - 100,3% do CDI															
EDP - Energias do Brasil	Controladora		29/03/2017 a 28/05/2019											(599)	(428)
				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(599)	(428)
				4.522	1.296	1.885	2.168	8.931	3.721	6.017	209	(27.983)	(110.322)	(599)	(428)

(*) A parcela fixa é de R$1.531 por mês.

(**) A EDP PCH e a Santa Fé foram alienadas em 21 de dezembro de 2018 e consequentemente, a partir desta data, não mais fazem parte do mesmo grupo econômico da Companhia.

(***) 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.

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.

(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 novo contrato possui 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 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 16 de janeiro de 2015 o Grupo EDP - Energias do Brasil solicitou à ANEEL anuência para firmar o "Contrato de Cessão de Espaço e Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura" nas localidades: (i) Sede em São Paulo – SP, tendo como Contratada a EDP - Energias do Brasil e Contratantes a EDP Espírito Santo, EDP São Paulo e Energest; e (ii) Centro Operativo em Carapina – ES, tendo como Contratada a EDP Espírito Santo e Contratantes a Energest, EnerPrev, Santa Fé, EDP GRID, Cachoeira Caldeirão, ECE Participações e Investco. Com a alienação da Santa Fé em dezembro de 2018, a partir de 2019 a referida encontra-se excluída do compartilhamento.

Em 28 de julho de 2015, por meio do Despacho n° 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 novembro de 2016 a EDP Espírito Santo celebrou este mesmo contrato com a EDP PCH, utilizando o mesmo critério de rateio anuído pelo Despacho n° 2.430/15, com prazo de 36 meses, sem necessidade da anuência prévia ANEEL, conforme dispensa prevista na Resolução ANEEL nº 699/16. Com a alienação da EDP PCH em dezembro de 2018, a partir de 2019 a referida encontra-se excluída do compartilhamento.

Em janeiro de 2019 a EDP Espírito Santo celebrou o contrato com a EDP Transmissão, utilizando o mesmo critério de rateio anuído pelo Despacho n° 2.430/15, com prazo de 6 meses, sem necessidade da anuência prévia ANEEL, conforme dispensa prevista na Resolução ANEEL nº 699/16.

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 Espírto 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 n°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.

Este contrato não necessita ser submetido à anuência prévia da ANEEL, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 699/16, uma vez que o reembolso do contrato negociado não supera o limite anual baseado na receita líquida da Companhia.

Em 10 de dezembro de 2019 o contrato de compartilhamento de *BackOffice* foi anuído pela ANEEL, por meio do Despacho nº 3399, 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.

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 e junho de 2019, a controladora EDP - Energias do Brasil instituiu, respectivamente, o segundo, o terceiro e o quarto planos 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 2019 da mesma o montante de R$152 (R$52 em 2018) 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

	2019			2018		
	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Total	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Total
Remuneração (a)	2.928	67	2.995	2.985	70	3.055
Benefícios de curto prazo (b)	82		82	110		110
Benefícios - Previdência Privada	36		36	34		34
Total	3.046	67	3.113	3.129	70	3.199

(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 2019, é de R$32. 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

	2019		2018	
	Diretoria Estatutária	Conselho de Adminis-tração	Diretoria Estatutária	Conselho de Adminis-tração
Número de membros	6,00	2,00	6,00	2,00
Valor da maior remuneração individual	934	41	863	35
Valor da menor remuneração individual	168	41	355	12
Valor médio da remuneração individual	508	34	522	35

11 Cauções e depósitos vinculados

	Nota	Saldo em 31/12/2018	Adição	Atualização	Resgate	Baixa	Saldo em 31/12/2019
Depósitos judiciais	8.5 e 20	116.205	70.752	6.754	(1.617)	(3.291)	188.803
Outros cauções		203			(4)		199
Total		116.408	70.752	6.754	(1.621)	(3.291)	189.002
Circulante		4					
Não Circulante		116.404					189.002
Total		116.408					189.002

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

		Circulante		Não circulante	
	Nota	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Outros créditos - Ativo					
Descontos tarifários	12.1	61.804	47.722		
Benefícios pós-emprego	18.1.1.1			258	322
Bens destinados à alienação/desativação		5.733	4.292		
Serviços em curso		2.311	1.879		
Serviços prestados a terceiros		3.655	2.934	1.307	1.790
Ressarcimento de custos – CCRBT			153		
Convênios de arrecadação		5.388	5.164		
Compartilhamento/Serviços entre partes relacionadas	10			1.885	2.168
Estoques	12.2	19.391	13.328		
Outros		5.562	4.735	51	166
Total		103.844	80.207	3.501	4.446
Outras contas a pagar - Passivo					
Contribuição de iluminação pública	12.3	17.320	13.070		
Credores diversos - consumidores e concessionárias		10.217	8.625		
Folha de pagamento		1.755	2.003		
Arrecadação de terceiros a repassar		5.193	4.064		
Compartilhamento/Serviços entre partes relacionadas	10	836	622	6.017	209
Obrigações Sociais e Trabalhistas	12.4	38.070	24.930		
Arrendamentos e aluguéis	12.5	11.257		14.005	
Outros		3.708	3.300		
Total		88.356	56.614	20.022	209

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.

Até abril de 2017, a responsabilidade pela administração dos recursos da CDE e os respectivos repasses era da Eletrobras. Por meio da Lei nº 13.360/16, a partir de maio de 2017, a gestão e o repasse dos recursos passou a ser 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 2.432/18	Ago/18 a Jul/19	22.175
ANEEL nº 2.589/19	Ago/19 a Jul/20	24.352

Segue abaixo a composição dos descontos tarifários:

	Saldo em 31/12/2018	Descontos tarifários	Ressarci-mento	Saldo em 31/12/2019
Subsídio Baixa Renda	3.412	25.429	(24.497)	4.344
Subsídio Carga Fonte Incentivada - Res. nº 77/04	29.635	100.185	(106.320)	23.500
Subsídio Geração Fonte Incentivada - Res. nº 77/04	1.443	5.961	(6.134)	1.270
Subsídio Rural	24.597	116.247	(111.269)	29.575
Subsídio Irrigante/Aquicultor - Res. nº 207/06	(10.202)	41.961	(34.853)	(3.094)
Subsídio Água/Esgoto/Saneamento - Despacho nº 3.629/11	3.424	23.604	(16.232)	10.796
Subsídio Distribuição - TUSD fio B	(4.587)			(4.587)
	47.722	313.387	(299.305)	61.804

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

	Saldo em 31/12/2019
Parcela mensal	21.042
Parcela de ajustes homologados (RH nº 2.589, de 16 de agosto de 2019)	26.484
Parcela de ajustes a homologar	9.934
Saldo subsídio baixa renda	4.344
	61.804

12.2 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 2019, de R$23.480 (R$23.352 em 31 de dezembro de 2018).

12.3 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.

12.4 Obrigações Sociais e Trabalhistas

Referem-se aos montantes de provisão e gratificação de férias, provisão de 13º salário, provisão de participação nos lucros e resultados e seus respectivos INSS e FGTS.

12.5 Arrendamentos e aluguéis e Imobilizado

Em decorrência da adoção do CPC 06 (R2) a partir de 1º de janeiro de 2019 (Nota 3.7.1), a Companhia efetuou o registro dos montantes a pagar dos contratos de arrendamentos e aluguéis conforme demonstrado abaixo:

	Saldo em 31/12/2018	Adoção inicial CPC 06 (R2)	Adição	Pagamentos	Juros e Atualização Monetária	Transferências	AVP	Baixas	Saldo em 31/12/2019
Edifícios	-	4.248	5.443	(4.461)	784	1.396	10		7.420
Equipamentos de informática	-	898		(508)	221	762		(1.373)	-
Veículos	-	1.583	1.436	(611)	73	1.356			3.837
Total Circulante	-	6.729	6.879	(5.580)	1.078	3.514	10	(1.373)	11.257
Edifícios	-	11.076	1.365		1.408	(1.396)	620		13.073
Equipamentos de informática	-	762				(762)			-
Veículos	-	1.462			171	(1.356)	655		932
Total Não circulante	-	13.300	1.365	-	1.579	(3.514)	1.275	-	14.005
Total	-	20.029	8.244	(5.580)	2.657	-	1.285	(1.373)	25.262

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:

	Edifícios		Veículos	
Ano	Valor	Taxas (%)	Valor	Taxas (%)
2020	6.636	7,87%	3.764	8,28%
Juros embutidos	784		73	
Total Circulante	7.420		3.837	
2021	3.737	8,51%	467	9,58%
2022	2.012	9,16%	294	9,58%
2023	1.744	9,81%		
2024	1.443	9,99%		
2025	1.305	10,18%		
2025 até 2037	1.424	10,37%		
Juros embutidos	1.408		171	
Total Não circulante	13.073		932	

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	30.822	25.262
PIS/COFINS potencial (9,25%)	2.851	2.337

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 2019 de R$25.645, R$19.820 referem-se aos referidos ativos e estão apresentados conforme abaixo:

	Taxas anuais médias de depreciação %	31/12/2019		
		Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido
Ativos de direito de uso				
Edificações, obras civis e benfeitorias	68	22.132	(5.231)	16.901
Veículos	45	4.481	(1.562)	2.919
Total Ativos de direito de uso		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 munícipios 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 31/12/2018	Adoção inicial CPC 06 (R2)	Ingressos	Depreciações	Baixas	Valor líquido em 31/12/2019
Ativos de direito de uso						
Edificações, obras civis e benfeitorias	-	15.324	6.808	(5.231)		16.901
Equipamentos de informática	-	1.660		(505)	(1.155)	-
Veículos	-	3.045	1.436	(1.562)		2.919
Total Ativos de direito de uso	-	20.029	8.244	(7.298)	(1.155)	19.820

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, consequentemente, 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 construídas, 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 31/12/2018	Transferências dos Ativo da concessão (Nota 13.3)	Valor Justo (Nota 4.3)	Baixas	Reclassificação	Saldo em 31/12/2019
Ativo financeiro indenizável	1.392.637	276.831	156.844	(14.011)	(23.256)	1.789.045
	1.392.637	276.831	156.844	(14.011)	(23.256)	1.789.045

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

		31/12/2019				31/12/2018			
	Nota	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	4,44	2.140.977	(1.511.426)	629.551	4,56	2.103.168	(1.430.951)	672.217
Total do intangível em serviço			2.140.977	(1.511.426)	629.551		2.103.168	(1.430.951)	672.217
Atividades não vinculadas à concessão									
Ágio na incorporação de sociedade controladora	13.2.1.2	7,08	103.964	(75.072)	28.892	7,08	103.963	(69.343)	34.620
(-) Provisão para manutenção de dividendos	13.2.1.2	7,08	(103.964)	75.072	(28.892)	7,08	(103.963)	69.343	(34.620)
Total de Atividades não vinculadas à concessão			-	-	-		-	-	-
Total do intangível			2.140.977	(1.511.426)	629.551		2.103.168	(1.430.951)	672.217

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:

	31/12/2019	31/12/2018
Direito de concessão - Infraestrutura		
Edificações, obras civis e benfeitorias	8.531	7.422
Máquinas e equipamentos	396.012	356.718
Veículos	13.394	12.633
Móveis e utensílios	7.027	6.366
Outros	227.117	199.649
Total	652.081	582.788

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 31/12/2018	Transf. dos Ativos da concessão (Nota 13.3)	Amortizações	Baixas	Reclassificação	Valor líquido em 31/12/2019
Intangível em serviço						
Direito de concessão - Infraestrutura	672.217	80.557	(117.089)	(21.765)	15.631	629.551
Total do intangível	672.217	80.557	(117.089)	(21.765)	15.631	629.551

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 31/12/2018	Transferência para o ativo intangível	Transferência para o ativo financeiro	Adições (Nota 13.3.1)	Reclassificação	Juros Capitalizados	Valor líquido em 31/12/2019
Ativos da concessão	184.108	(80.557)	(276.831)	314.815	4.754	3.146	149.435
Total Não circulante	184.108	(80.557)	(276.831)	314.815	4.754	3.146	149.435

13.3.1 Adições

Do total de ingressos: (i) 43% foram destinados à instalação de sistemas de medição, expansão de linhas, subestações e redes de distribuição para ligação de novos clientes; (ii) 22% foram destinados à melhoria da rede, substituição de equipamentos e de medidores, tanto obsoletos quanto depreciados, além do recondutoramento de redes em final de vida útil; (iii) 14% foram investidos em combate à perdas; e (iv) 21% foram investidos em telecomunicações, informática e outras atividades, tais como infraestrutura e projetos comerciais.

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

	31/12/2019	31/12/2018
BRR Homologada em 28 de fevereiro de 2019 (2 de agosto de 2016) (*)	2.311.392	2.015.191
BAR Homologada em 28 de fevereiro de 2019 (2 de agosto de 2016) (*)	268.905	102.866
Movimentações de base	(651.350)	(204.314)
Investimento Incremental	995.738	638.350
Bases Regulatórias	2.924.685	2.552.093
Ativo financeiro indenizável	1.789.045	1.392.637
Intangível em serviço		
Total do Balanço patrimonial	1.789.045	1.392.637
VNR do Intangível não registrado	1.135.640	1.159.456

O montante de R$506.089 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.

(*) A BRR do ciclo tarifário atual, homologada em 28 de fevereiro de 2019, cuja Nota Técnica 142/2019 foi emitida pela ANEEL em 23 de julho de 2019, está atualizada até 31 de dezembro de 2019.

14 Fornecedores

	Nota	31/12/2019	31/12/2018
Suprimento de energia elétrica (i)	14.1	201.875	180.832
Energia livre	14.2	61.421	57.963
Encargos de uso da rede elétrica	14.3	49.181	28.833
Operações CCEE	14.4	60.930	15.761
Materiais e serviços		89.179	83.590
Total		462.586	366.979

(i) O valor total de garantias de compras de energia é de R$67.498 em 31 de dezembro de 2019 (R$104.005 em 31 de dezembro de 2018).

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 2019 decorre, principalmente, do aumento do despacho termoelétrico 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 referente as 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 Perda 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.

O passivo é atualizado mensalmente pela variação da taxa SELIC, tendo sido registrado no exercício findo em 2019 o valor de R$3.458 (R$3.475 em 2018) em contrapartida a despesa financeira.

14.3 Encargos de uso da rede elétrica

A variação do exercício é decorrente do aumento do pagamento dos encargos de uso da rede elétrica, sendo que, para os custos de transporte, foram aprovados os novos valores das RAPs para as transmissoras para o período de julho de 2019 a junho de 2020, elevando o efeito dos custos de Rede Básica e MUST Itaipu no exercício.

14.4 Operações CCEE

O saldo refere-se às transações de energia e de encargos comercializados no âmbito da CCEE. Do saldo em 31 de dezembro de 2019 de R$60.930, R$52.659 corresponde às liquidações dos meses de novembro e dezembro de 2019 impactadas pelo déficit de energia no período analisado, aliado ao MVE que foi iniciado seu despacho em fevereiro de 2019. Os demais valores referem-se aos saldos de Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD.

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 declarados 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 2019, a destinação do lucro líquido referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018 da seguinte forma: (i) R$8.525 como constituição de Reserva Legal; (ii) R$4.293 como Reserva de incentivos fiscais; (iii) R$74.975 como JSCP, sendo R$63.728 líquido de imposto de renda; e (iv) R$82.701 como dividendos. O JSCP foi pago integralmente em 22 de maio de 2019 e, em relação aos dividendos adicionais, também foram pagos em 22 de maio de 2019 o montante de R$50.000.

JSCP

Em Assembleia Geral Extraordinária - AGE realizada em 30 de dezembro de 2019, a Companhia deliberou sobre a reversão de parte dos dividendos declarados na AGO, realizada em 30 de abril de 2019, no montante de R$32.701 para rubrica de Reserva de retenção de lucros (Nota 21.3.1).

Em 23 de dezembro de 2019, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o crédito de JSCP do exercício de 2019 no montante bruto de R$71.013, sendo R$60.361 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					
	31/12/2018	Complemen-tares	Adicionais	JSCP	Pagamentos	Reversão (Nota 21.3.1)	31/12/2019
EDP - Energias do Brasil	63.729	31.186	82.701	60.361	(113.729)	(32.701)	91.547
	63.729	31.186	82.701	60.361	(113.729)	(32.701)	91.547

16 Debêntures

16.1 Composição do saldo de Debêntures

										31/12/2019				31/12/2018			
										Encargos	Principal			Encargos	Principal		
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	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	3.859	70.720	70.720	145.299
(-) Custos de emissão				(599)		27/08/2014 a 27/08/2020			Amortização mensal		(20)		(20)		(67)	(20)	(87)
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	2.352	76.000	114.000	192.352	2.870		190.000	192.870
(-) Custos de emissão				(1.301)		07/04/2017 a 07/04/2022			Amortização mensal		(264)	(150)	(414)			(742)	(742)
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.	5.688	110.000	110.000	225.688	6.554		220.000	226.554
(-) Custos de emissão				(1.289)		20/12/2017 a 20/01/2021			Amortização mensal		(275)	(14)	(289)			(810)	(810)
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	4.971		197.056	202.027	3.561		191.196	194.757
(-) Custos de emissão				(2.941)		15/08/2018 a 15/07/2025			Amortização mensal			(2.284)	(2.284)			(2.739)	(2.739)
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	3.989		300.000	303.989				-
(-) Custos de emissão				(908)		09/04/2019 a 30/03/2024			Amortização mensal			(908)	(908)				-
Total										18.709	256.161	717.700	992.570	16.844	70.653	667.605	755.102

(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 31/12/2018	Ingressos	Pagamentos	Juros provisiona-dos	Transferên-cias	Amortização do custo de transação	Valor líquido em 31/12/2019
Circulante							
Principal	70.720		(70.720)		256.720		256.720
Juros	16.844		(57.550)	59.415			18.709
Custo de transação	(67)				(2.018)	1.526	(559)
	87.497	-	(128.270)	59.415	254.702	1.526	274.870
Não circulante							
Principal	671.916	300.000		5.860	(256.720)		721.056
Custo de transação	(4.311)	(1.063)			2.018		(3.356)
	667.605	298.937	-	5.860	(254.702)	-	717.700

16.3 Vencimento das parcelas

	Circulante
2020	274.870
Total	274.870

	Não circulante
2021	108.008
2022	63.938
2023	87.147
2024	384.134
2025	74.473
	717.700
Total	992.570

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 3ª emissão:

(i) Descumprimento, pela Emissora, de qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura, não sanada em 5 dias úteis contados da data do recebimento pela Emissora de notificação para pagamento enviada pelo Agente Fiduciário;

(ii) Descumprimento, pela Emissora, da manutenção do índice financeiro Dívida bruta em relação ao EBITDA ajustado[1] na data de apuração, 31 de dezembro de cada ano, sendo não superior a 3,5; e

(iii) Protesto cambiário contra a Emissora que não tenha sido contestado de boa fé em valor individual igual ou superior a R$75.000 e/ou não tenha sido sanado em 30 dias, contados da sua intimação.

• Específicas para a 5ª, 6ª e 7ª 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; e

(viii) Descumprimento, pela Emissora, da manutenção do índice financeiro Dívida líquida em relação ao EBITDA ajustado[1] na data de apuração, 31 de dezembro de cada ano, sendo não superior a 3,5.

• Específica para a 6ª, 7ª e 8ª emissão:

(i) Transformação da Emissora em sociedade limitada.

[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 2019 a Companhia encontra-se em pleno atendimento de todas as cláusulas restritivas previstas nos contratos de debêntures.

17 Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

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

										31/12/2019				31/12/2018				
										Encargos	Principal			Encargos		Principal		
Moeda nacional	Valor contratado	Data da contratação	Valor liberado	Vigência do contrato	Finalidade	*Covenants*	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	Circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total
BNDES - BB/CALC	177.468	29/01/2009	155.228	17/02/2010 a 17/06/2019	Programas de investimentos nos segmentos de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica.	Dívida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(ii) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	4,5% a.a. e de 1,81% a 3,32% a.a. acima da TJLP	Principal e Juros mensais	a. Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil; b. Depósito caucionado.				-	4		1.177		1.181
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 bruta em relação ao EBITDA Ajustado(ii) 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	2.778	42.119	95.515	140.412	3.536		40.069	135.758	179.363
(-) Custo de transação		28/12/2014	(1.390)	28/12/2014 a 16/12/2024				Amortização mensal do custo de transação			(199)	(243)	(442)			(229)	(442)	(671)
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			4.529	1.510	6.039
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.	18	1.921	1.625	3.564			1.702	3.404	5.106
Banco Citibank - Cédula de Câmbio	100.000	29/05/2015	100.000	29/05/2015 a 29/05/2019	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	Dívida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado semestralmente em Junho e Dezembro.	85% do CDI + 1,19%	Principal anual a partir de maio/2018 e Juros trimestrais	Nota Promissória				-	317		50.000		50.317
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 bruta 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.	12.807	31.248	139.508	183.563	1.081	5.928	9.744	167.668	184.421
(-) Custo de transação		05/09/2017	(2.676)	05/09/2017 a 15/06/2025				Amortização mensal do custo de transação			(477)	(1.030)	(1.507)			(538)	(1.507)	(2.045)
Total										15.614	76.499	235.375	327.488	4.938	5.928	106.454	306.391	423.711

(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 2019 é de R$329.437 (R$426.425 em 31 de dezembro de 2018).

17.2 Movimentação dos empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

	Valor líquido em 31/12/2018	Ingressos	Pagamentos	Juros provisionados	Transfe-rências	Amortização do custo de transação	Variação monetária	Valor líquido em 31/12/2019
Circulante								
Principal	107.221	32.000	(162.689)		99.296		1.347	77.175
Juros	4.938		(25.528)	26.736	9.164		304	15.614
Custo de transação	(767)				(676)	767		(676)
	111.392	32.000	(188.217)	26.736	107.784	767	1.651	92.113
Não circulante								
Principal	308.340	23.000			(99.296)		4.604	236.648
Juros	5.928			3.056	(9.164)		180	-
Custo de transação	(1.949)				676			(1.273)
	312.319	23.000	-	3.056	(107.784)	-	4.784	235.375

17.3 Vencimento das parcelas

Vencimento	Nacional
Circulante	
2020	92.113
	92.113
Não circulante	
2021	69.283
2022	63.191
2023	41.260
2024 até 2025	61.641
	235.375
Total	327.488

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.

		Circulante		Não circulante	
	Nota	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Auxílio Incentivo à Aposentadoria - AIA	18.2	534	567	43	197
Assistência médica e seguro de vida	18.2	37.351	40.508	716.238	655.477
Contribuição definida	18.1.2	80	37		
		37.965	41.112	716.281	655.674

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 do tipo NTN-B. 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 ditadas pelos fluxos atuariais futuros.

A avaliação atuarial realizada na data-base 31 de dezembro de 2019 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 reconhecimen-to do ativo	Ativo reconhecido (Nota 12)
Saldos em 31 de dezembro de 2018	(158.567)	283.459	(126.229)	322
Custo do serviço corrente	(94)			(94)
Custo dos juros	(18.848)	31.605	(12.862)	(105)
Ganhos/(perdas) atuariais	(31.142)	43.616	(12.351)	123
Contribuições pagas pelos empregados				
Benefícios pagos pelo plano	17.978	(17.978)		
Saldos em 31 de dezembro de 2019	(190.673)	340.714	(151.442)	258

Devido a situação superavitária destes planos, são esperadas compensações das contribuições da Companhia para o exercício de 2020 de R$2.097.

Para estes planos o saldo de perda atuarial, líquido de imposto de renda e contribuição social, em 31 de dezembro de 2019 é de R$1.069 (perda atuarial de R$1.150 em 31 de dezembro de 2018).

18.1.1.3 Vencimentos dos planos de benefício

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

Vencimento	Plano I	Plano II
Circulante		
2020	12.378	4.932
	12.378	4.932
Não circulante		
2021	12.544	5.096
2022	12.682	5.257
2023	12.788	5.411
2024	12.859	5.559
2025 a 2029	63.928	29.699
	114.801	51.022
Total	127.179	55.954

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	2019	2018
Custo do serviço			
Custo do serviço corrente		94	137
Custo dos juros	24	105	94
Contribuições esperadas dos empregados			(40)
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos no resultado		199	191
Remensuração do valor líquido do passivo de benefício definido			
Retorno sobre ativos do plano (excluindo valores incluídos em despesa financeira líquida)		(43.616)	4.096
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas demográficas			(968)
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de ajuste de experiência		1.677	819
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas financeiras		29.465	5.680
Ajustes a restrições ao ativo de benefício definido		12.351	(9.644)
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos em outros resultados abrangentes		(123)	(17)
Total		76	174

18.1.1.5 Classes de ativos

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

Classe de ativo	Mercado ativo	2019	2018
Títulos de dívida	Cotado	93,69%	94,54%
Ações	Cotado	5,51%	4,55%
Imóveis	Cotado	0,80%	0,91%
Total		100,00%	100,00%

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

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$283 (R$63 em 2018).

18.1.1.6 Participantes

Estes planos têm a seguinte composição de participantes:

	2019		2018	
	Plano I	Plano II	Plano I	Plano II
Participantes ativos		326		384
Participantes assistidos				
Com benefícios diferidos		11		
Aposentados e pensionistas	655	157	662	158
	655	168	662	158
Total	655	494	662	542

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:

	Obrigações dos planos	
Análise de sensibilidade	**Plano I**	**Plano II**
Pressupostos Centrais	148.336	83.362
Taxa de desconto		
Aumento em 0,5%	142.787	80.027
Redução em 0,5%	154.313	86.999
Mortalidade		
Se os membros do plano fossem um ano mais novo do que sua idade real	152.947	85.047

18.1.1.8 Premissas

As principais premissas utilizadas nas avaliações atuariais foram as seguintes:

Econômicas	2019		2018	
	Plano I	Plano II	Plano I	Plano II
Taxa de desconto - nominal	7,56% a.a.	7,56% a.a.	9,83% a.a.	9,83% a.a.
Crescimentos salariais futuros	4,90% a.a.	4,90% a.a.	5,40% a.a.	5,40% a.a.
Crescimento dos planos de benefícios	4,03% a.a.	4,03% a.a.	4,52% a.a.	4,52% a.a.
Inflação	4,03% a.a.	4,03% a.a.	4,52% a.a.	4,52% 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$1.832 (R$1.521 em 2018).

Em 31 de dezembro de 2019 esses planos têm a adesão de 652 colaboradores (533 em 31 de dezembro de 2018).

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 1° 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 enquadram como custo do serviço passado no montante de R$134.376 (Notas 18.2.2 e 23.2), tiveram seu reconhecimento classificado no resultado do exercício corrente.

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 2019 demonstrou uma obrigação presente para estes Planos do tipo Benefício Definido.

18.2.2 Movimentação dos passivos atuariais

	Valor presente das obrigações do plano
Saldo em 31 de dezembro de 2018	(696.749)
Custo do serviço corrente	(2.817)
Custo dos juros	(59.700)
Custo do serviço passado	134.376
Ganhos/(perdas) atuariais reconhecidos no Patrimônio líquido	(172.705)
Benefícios pagos pela Companhia	43.429
Saldo em 31 de dezembro de 2019	(754.166)

O efeito de custo do serviço passado no montante de R$134.376, apurada na avaliação atuarial de 31 de dezembro de 2019, foi decorrente da alteração do benefício de plano médico, o qual passa a ser não mais operado por fornecedor sob o modelo de seguradora, mas sob a forma de cooperativa, onde o operador possui uma rede própria de médicos e infraestrutura médica, impactando, portanto, a disponibilidade de especialidades médicas diretas, hospitais, e exames. Ademais, esta mudança também gera a alteração do modelo de gestão, com novas regras de acesso aos procedimentos médicos. Conforme o CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados, o custo do serviço passado é a mudança no valor presente da obrigação de benefício definido resultante da alteração ou redução do plano (encurtamento/*curtailment*), devendo ser reconhecido no resultado do exercício em que ocorrer tal evento.

A perda atuarial de R$172.705 no valor presente das obrigações, apurada na avaliação atuarial efetuada em 31 de dezembro de 2019, foi decorrente, principalmente, da redução da taxa de desconto (Nota 18.2.7).

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 2019 é de R$413.286 (perda atuarial de R$299.301 em 31 de dezembro de 2018).

O pagamento esperado de benefícios pela Companhia para o exercício de 2020 é de R$37.885.

18.2.3 Vencimentos dos planos de benefício

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

Vencimento	Assistência Médica e Seguro de Vida	AIA
Circulante		
2020	37.097	534
	37.097	534
Não circulante		
2021	39.229	2
2022	42.020	125
2023	44.545	
2024	47.299	
2025 a 2029	281.323	
	454.416	127
Total	491.513	661

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	2019	2018
Custo do serviço			
Custo do serviço corrente		2.817	3.454
Custo dos juros	24	59.700	78.125
Custo do serviço passado (Nota 18.2.2)		(134.376)	
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos no resultado		(71.859)	81.579
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de ajuste de experiência		9.620	(158.617)
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas financeiras		163.085	43.725
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos em outros resultados abrangentes		172.705	(114.892)
Total		100.846	(33.313)

18.2.5 Participantes

Estes planos têm a seguinte composição de participantes:

	2019				2018			
	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	13	233		782	18	245		705
Participantes assistidos								
Aposentados e pensionistas		2.709	1.285	48		2.813	1.299	47
	-	2.709	1.285	48	-	2.813	1.299	47
Total	13	2.942	1.285	830	18	3.058	1.299	752

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 Aposentadoria	Assistência Médica e Odontológica	Benefícios a Aposentados	Seguro de Vida
Pressupostos Centrais	638	661.189	10.795	82.136
Taxa de desconto				
Aumento em 0,5%	637	622.762	9.593	77.777
Redução em 0,5%	639	703.555	12.209	86.944
Mortalidade				
Se os membros do plano fossem um ano mais novo do que sua idade real	638	694.079	11.067	83.565

18.2.7 Premissas

As principais premissas utilizadas nas avaliações atuariais foram as seguintes:

	2019				2018			
Econômicas	**AIA**	**Assistência Médica**	**Seguro de Vida**	**Outros benefícios a aposentados**	**AIA**	**Assistência Médica**	**Seguro de Vida**	**Outros benefícios a aposentados**
Taxa de desconto - nominal	7,56% a.a.	7,56% a.a.	7,56% a.a.	7,56% a.a.	9,83% a.a.	9,83% a.a.	9,83% a.a.	9,83% a.a.
Crescimentos salariais futuros	4,90% a.a.	n/a	n/a	n/a	5,40% a.a.	n/a	5,40% a.a.	5,40% a.a.
Crescimento dos planos de benefícios	4,03% a.a.	n/a	4,03% a.a.	4,03% a.a.	4,52% a.a.	n/a	4,52% a.a.	4,52% a.a.
Inflação médica de longo prazo	n/a	Custos Médicos: 10,27% a.a. em 2020, reduzindo linearmente para 6,11% a.a. até 2028; Custos de farmácia e odontológicos: 4,03% a.a.	n/a	n/a	n/a	Custos Médicos: 10,79% a.a. em 2019, reduzindo linearmente para 6,61% a.a. até 2027; Custos de farmácia e odontológicos: 4,52% a.a.	n/a	n/a
Inflação	4,03% a.a.	4,03% a.a.	4,03% a.a.	4,03% a.a.	4,52% a.a.	4,52% a.a.	4,52% a.a.	4,52% 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

	2019				2018			
	AIA	**Assistência Médica**	**Seguro de Vida**	**Outros benefícios a aposentados**	**AIA**	**Assistência Médica**	**Seguro de Vida**	**Outros benefícios a aposentados**
Demográficas								
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	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 31/12/2018	Adições (Reversões)	Atualização Monetária	Pagamentos / Recebimentos	Saldo em 31/12/2019
Conta de desenvolvimento energético - CDE	19.1 e 22	21.221	460.708		(481.929)	-
Encargos tarifários (ECE/ EAEEE)	6.2	28.528	18			28.546
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética (P&D e PEE)	19.2 e 22	18.348	33.403	680	(32.824)	19.607
Bandeiras tarifárias (CCRBT)	7, 19.3 e 22	-	21.174		(21.174)	-
Outros encargos		288	3.751		(3.693)	346
Total		68.385	519.054	680	(539.620)	48.499
Circulante		68.253				47.593
Não circulante		132				906
		68.385				48.499

19.1 Conta de desenvolvimento energético - CDE

Referem-se aos valores a repassar à CDE, anuídos pela ANEEL com repasses encerrados no exercício, conforme demonstrado na tabela abaixo:

	Montante total	Valor cota mensal	Competência
Resolução Homologatória - ANEEL nº 2.231/17			
CDE - Energia (Recomposição Conta ACR)	270.354	10.270	Abril de 2017 a Março de 2018
		13.374	Abril de 2018 a Fevereiro de 2019
Resolução Homologatória - ANEEL nº 2.521/19			
CDE - Energia (Recomposição Conta ACR) (*) (**)	78.186	13.031	Março de 2019 a Agosto de 2019
Resolução Homologatória - ANEEL nº 2.446/18			
CDE - Energia	93.771	7.814	Agosto de 2018 a Julho de 2019
Resolução Homologatória - ANEEL nº 2.510/18			
CDE - Encargo de uso (**)	338.091	22.313	Janeiro a Março de 2019
		30.128	Abril a Dezembro de 2019

(*) A Resolução Homologatória nº2.521/19 alterou o valor das cotas de CDE - Conta ACR a serem pagas pelas distribuidoras. A Conta ACR foi criada para cobrir o empréstimo repassado às distribuidoras em 2014. Com base nas estimativas da ANEEL, as cotas foram atualizadas para que houvesse recursos suficientes para quitar o empréstimo no decorrer de 2019.

(**) As Resoluções Homologatórias nº2510/18 e nº2521/19 que homologaram respectivamente as quotas da CDE Energia e CDE ACR, destinadas à amortização da ACR tiveram as obrigações de pagamento descontinuadas após setembro de 2019. O MME, a ANEEL e a CCEE concluíram em setembro de 2019 as negociações relativas aos empréstimos realizados em virtude do repasse de recursos às distribuidoras para cobertura dos custos com exposição involuntária no MCP e despacho para geração térmica nos anos de 2014 e 2015. Seguindo as orientações do governo federal para desoneração tarifária, o acordo consistiu na quitação antecipada em setembro de 2019, e não em abril de 2020, conforme previsão inicial, resultando na retirada de R$8,4 bilhões das tarifas a nível Brasil até 2020. À partir de setembro de 2019 apenas a quota da CDE - Encargos de uso estabelecida na Resolução Homologatória 2510/18 permaneceu vigente até dezembro de 2019.

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 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. O saldo líquido em 31 de dezembro de 2019 no montante de R$19.607 (R$18.348 em 31 de dezembro de 2018), 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 3 bandeiras: verde, amarela e vermelha. 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 vermelha 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 partir de 2019, a regra de acionamento e do tratamento da cobertura tarifária passou a ser reavaliada com base no calendário hidrológico, em abril, final do período úmido.

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 aplicação a partir de 1º de junho de 2019, tendo alterado de R$1,00 para R$1,50 o valor adicional da vigência da bandeira tarifária amarela a cada 100 kWh consumidos, de R$3,00 para R$4,00 o valor adicional para a bandeira vermelha patamar 1 para cada 100 kWh consumidos, e de R$5,00 para R$6,00 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.

As bandeiras tarifárias aplicadas em 2019 foram:

Bandeiras	Meses
Verde	Janeiro, Fevereiro, Março, Abril e Junho
Amarela	Maio, Julho, Outubro e Dezembro
Vermelha - patamar 1	Agosto, Setembro e Novembro

20 Provisões

		Circulante		Não circulante	
	Nota	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Provisões cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórias	20.1	2.686	8.546	136.589	125.385
Total		2.686	8.546	136.589	125.385

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	
			Baixas					Depósito Judicial	
	Saldo em 31/12/2018	Constituição	Pagamentos	Reversões	Atualizações Monetárias	Reclassificação	Saldo em 31/12/2019	31/12/2019	31/12/2018
Trabalhistas	81.670	16.439	(7.118)	(7.838)	6.020	89	89.262	47.237	42.014
Cíveis	40.484	16.754	(15.255)	(3.527)	5.336	(89)	43.703	9.773	11.440
Fiscais	17						17		
Regulatórias	8.520	60	(6.212)		318		2.686		
Outros	3.240	2.313	(430)	(1.539)	23		3.607		
Total	133.931	35.566	(29.015)	(12.904)	11.697	-	139.275	57.010	53.454
Circulante	8.546						2.686		
Não circulante	125.385						136.589	57.010	53.454
Total	133.931						139.275	57.010	53.454

O valor total referente as garantias de provisões prováveis na Companhia é de R$45.050 em 31 de dezembro de 2019 (R$31.641 em 31 de dezembro de 2018).

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 continuo, 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 hora, 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.

Desta forma, 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 2019 de R$4.258 (R$4.103 em 31 de dezembro de 2018) 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.

20.1.2 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	
			Depósito Judicial	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Trabalhistas	68.543	66.453	7.715	6.474
Cíveis	201.645	152.853	7.440	3.662
Fiscais	499.295	467.842	81.775	22.434
Regulatórias	12.298	12.298		
Total	781.781	699.446	96.930	32.570

O valor total referente as garantias de provisões possíveis na Companhia é de R$130.886 em 31 de dezembro de 2019 (R$195.866 em 31 de dezembro de 2018).

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 encontrava-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 2019 é de R$73.244 (R$63.872 em 31 de dezembro de 2018).

• 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 ABRADEE, 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 2019 é de R$13.694 (R$11.755 em 31 de dezembro de 2018).

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 2019 é de R$2.615 (R$2.263 em 31 de dezembro de 2018).

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 2019 é de R$174.531 (R$164.452 em 31 de dezembro de 2018). A Companhia apresentou defesa e aguarda julgamento.

• A fiscalização do INSS lavrou notificações de cobrança da contribuição previdenciária versando sobre: (i) a desconsideração 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 2019 importam em R$8.527 (R$8.386 em 31 de dezembro de 2018) 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 posteamento das redes de energia elétrica e iluminação pública. Esses processos atualizados até 31 de dezembro de 2019 totalizam o montante de R$109.961 (R$107.897 em 31 de dezembro de 2018). Deste montante, destaca-se o valor de R$91.880 (R$89.266 em 31 de dezembro de 2018) decorrente da lavratura de 123 autos de infração pelo munícipio 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 2019 o valor de R$176.552 (R$174.124 em 31 de dezembro de 2018). A Companhia apresentou as defesas, tendo obtido êxito em um dos processos. Os demais aguardam julgamento.

Adicionalmente, o aumento apresentado em Depósito Judicial em 31 de dezembro de 2019 deve-se, principalmente, ao processo nº 2009.50.01.010131-6, constituído em julho de 2019, no valor de R$53.801, 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 2019 é de R$11.710 (R$7.538 em 31 de dezembro de 2018).

21 Patrimônio líquido

21.1 Capital social

O capital social em 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018 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	31/12/2019	31/12/2018
Lucro a ser destinado:			
Lucro líquido apurado no exercício	21.3	395.259	170.494
Constituição da reserva legal - 5%		(19.763)	(8.525)
		375.496	161.969
Destinação do lucro:			
Reserva de incentivo fiscal - SUDENE	21.3.3	9.309	4.293
Dividendos intermediários - JSCP	15	71.013	74.975
Dividendos complementares	15	31.186	
Lucro do exercício a deliberar	21.3	263.988	82.701
		375.496	161.969
Dividendos por ação - R$ - JSCP		12,08524	12,7595
Dividendos por ação - R$ - Dividendos complementares		5,30734	

21.3 Reservas

	Nota	31/12/2019	31/12/2018
Reservas de capital			
Ágio na incorporação de sociedade controladora	13.2.1.2	20.615	20.615
		20.615	20.615
Reservas de lucros			
Legal	21.2	51.729	31.966
Retenção de lucros	21.3.1	444.530	411.829
Lucro do exercício a deliberar	21.2 e 21.3.2	263.988	82.701
Incentivos fiscais	21.3.3	37.110	27.801
		797.357	554.297

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.

A variação no exercício no montante de R$32.701 é decorrente a reversão dos dividendos deliberados na AGE realizada em 30 de dezembro de 2019 (Nota 15).

21.3.2 Lucro do exercício a deliberar

Refere-se à parcela do lucro líquido do exercício anterior 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 2018 de R$82.701 foi distribuído como dividendos adicionais (Nota 15) conforme deliberação da AGO realizada em 30 de abril de 2019.

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$9.309 é decorrente da constituição da reserva do exercício de 2019 (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 31/12/2018	Ganhos	Perdas	Provisão IRPJ/CSLL	Saldo em 31/12/2019
Ganhos e perdas atuariais - Benefícios pós-emprego	(455.229)	46.371	(218.953)	58.678	(569.133)
Imposto de renda e Contribuição social diferidos	154.778				154.778
	(300.451)	46.371	(218.953)	58.678	(414.355)

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.

		Nº de consumidores (*)		MWh (*)		R$	
	Nota	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Fornecimento - Faturado							
Residencial		1.240.112	1.220.718	2.481.008	2.301.212	1.014.018	958.768
Industrial		10.888	11.133	537.242	594.794	261.801	299.581
Comercial		127.832	124.835	1.336.585	1.280.857	583.757	575.339
Rural		194.974	193.557	925.695	788.793	237.013	201.155
Poder público		11.495	11.323	286.228	273.075	123.288	118.700
Iluminação pública		635	660	404.206	412.202	96.073	103.854
Serviço público		1.662	1.567	192.199	183.724	74.897	74.771
Consumo próprio		211	212	7.780	7.576		
		1.587.809	1.564.005	6.170.943	5.842.233	2.390.847	2.332.168
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - Faturado							
Consumidores cativos							
Residencial						898.295	770.905
Industrial						161.335	157.738
Comercial						472.816	419.821
Rural						194.449	153.802
Poder público						92.531	81.462
Iluminação pública						82.844	78.612
Serviço público						47.376	42.059
Consumidores livres		418	342	3.991.137	3.972.244	503.648	443.753
		418	342	3.991.137	3.972.244	2.453.294	2.148.152
Não faturado							
Fornecimento						(17.289)	(2.008)
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição						(16.891)	2.999
						(34.180)	991
Resultados de ativos financeiros setoriais	7						
CVA						(105.519)	186.851
Itens financeiros - RTE						(27.401)	(24.250)
Itens financeiros - Outros						100.472	(56.662)
PIS/COFINS	4.2					(532.956)	(7.724)
						(565.404)	98.215
Suprimento - Faturado				682.318	343.958	165.074	85.991
Energia de curto prazo				759.495	550.824	169.239	153.336
Receita de construção	23					317.961	335.846
Valor justo do ativo financeiro indenizável	13.1					156.844	30.110
Serviços cobráveis						9.246	8.859
Subvenções vinculadas ao serviço concedido						320.657	287.278
Ressarcimento por indisponibilidade						(6.750)	(4.744)
Arrendamentos e aluguéis						20.027	18.548
Outras receitas operacionais						10.045	7.100
Receita operacional bruta		1.588.227	1.564.347	11.603.893	10.709.259	5.406.900	5.501.850
(-) Deduções à receita operacional							
Tributos sobre a receita							
ICMS						(1.135.660)	(1.057.898)
PIS/COFINS						99.682	(486.598)
ISS						(386)	(377)
		-	-	-	-	(1.036.364)	(1.544.873)
Encargos do consumidor							
P&D e PEE	19.2					(33.403)	(29.898)
CDE	19.1					(460.708)	(520.242)
PROINFA - Consumidores Livres						(16.557)	(13.507)
Bandeiras tarifárias (CCRBT)	19.3					(21.174)	1.789
Outros encargos						(3.751)	(3.305)
		-	-	-	-	(535.593)	(565.163)
		-	-	-	-	(1.571.957)	(2.110.036)
Receita		1.588.227	1.564.347	11.603.893	10.709.259	3.834.943	3.391.814

(*) Não auditado pelos auditores independentes.

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):

		2019						
		Custo do serviço			Despesas operacionais			
	Nota	Com energia elétrica	De operação	Prestado a terceiros	PECLD	Gerais e administra-tivas	Outras	Total
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
		2.405.389	-	-	-	-	-	2.405.389
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
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			17.392			4.006		21.398
		-	382.396	318.669	53.509	(9.410)	61.725	806.889
Total		2.405.389	382.396	318.669	53.509	(9.410)	61.725	3.212.278

		2018						
		Custo do serviço			Despesas operacionais			
	Nota	Com energia elétrica	De operação	Prestado a terceiros	PECLD	Gerais e administra-tivas	Outras	Total
Não gerenciáveis								
Energia elétrica comprada para revenda	23.1	1.846.929						1.846.929
Encargos de uso da rede elétrica		313.990						313.990
Outras		784						784
		2.161.703	-	-	-	-	-	2.161.703
Gerenciáveis								
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada	23.2		103.259	46		38.318		141.623
Material			7.722	151		5.526		13.399
Serviços de terceiros	23.3		128.456	271		58.219		186.946
Depreciação - Imobilizado em serviço			396					396
Amortização			101.022			2.660		103.682
PECLD / perdas líquidas					49.912			49.912
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas							23.942	23.942
Arrendamentos e aluguéis	23.4		1.024			5.844		6.868
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens							48.988	48.988
Custo com construção da infraestrutura	22			335.846				335.846
Outras			13.754			5.996		19.750
		-	355.633	336.314	49.912	116.563	72.930	931.352
Total		2.161.703	355.633	336.314	49.912	116.563	72.930	3.093.055

(i) 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$21.398 (R$19.750 em 2018), R$217 (R$964 em 2018) referem-se ao montante de doações para investimento social. Adicionalmente, a Companhia também efetuou doações incentivadas utilizadas como benefício fiscal no montante de R$1.594 (R$475 em 2018), apresentadas líquidas dos montantes a recolher de Imposto de Renda e Contribuição social.

23.1 Energia elétrica comprada para revenda

	Nota	2019	2018
Contratos de compra de energia por disponibilidade	23.1.1	634.837	569.376
Contratos de compra de energia por quantidade	23.1.2	592.900	504.685
PROINFA		52.033	46.593
Contratos de compra de energia por cotas	23.1.3	379.513	484.649
Energia de curto prazo	23.1.4	226.654	75.284
Energia de Itaipu Binacional		339.452	332.227
Encargo de Energia de Reserva - EER		17.219	18.541
Encargos de Serviço do Sistema - ESS		2.438	(8.062)
Outros		3.969	7.524
(-) Créditos de PIS/COFINS		(185.684)	(183.888)
		2.063.331	1.846.929

23.1.1 Contratos de compra de energia por disponibilidade

O aumento dos montantes relacionados à compra de energia nos contratos na modalidade de disponibilidade decorre, principalmente, do aumento do despacho termoelétrico realizado pelo ONS, frente ao atual cenário hidrológico desfavorável.

23.1.2 Contratos de compra de energia por quantidade

O aumento nos contratos de compra de energia por quantidade deve-se, substancialmente, ao fator relacionado com o aumento e locação dos custos de contratados hídricos, frente ao atual cenário de contratação hidrológico.

23.1.3 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 período de 2019, por conta de uma conjuntura mais otimista do cenário hídrico, que ocasionou uma baixa de preços no decorrer do ano.

23.1.4 Energia de curto prazo

A variação deve-se, substancialmente, ao aumento de compra de energia no âmbito da CCEE pelo fato de que, a Companhia esteve menos sobrecontratada em 2019 quando comparado a 2018, aliado ao Mecanismo de Venda de Excedentes - MVE que deu início seu despacho em fevereiro de 2019, ocasionando assim um aumento nos gastos de energia de curto prazo.

23.2 Pessoal e Administradores

	2019	2018
Pessoal		
Remuneração	73.695	64.791
Encargos	24.754	22.151
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	15.556	11.144
Outros benefícios - Corrente	27.853	21.083
Outros benefícios pós-emprego - Déficit ou superávit atuarial	2.817	-
Outros benefícios pós-emprego - Déficit ou superávit atuarial - Custo do serviço passado (Nota 18.2.2)	(134.376)	
Outros	17.905	18.683
	28.204	137.852
Administradores		
Honorários e encargos	3.820	3.327
Benefícios dos administradores	501	444
	4.321	3.771
	32.525	141.623

23.3 Serviços de terceiros

	2019	2018
Serviços de consultoria	15.159	12.606
Serviços comerciais	62.630	66.407
Serviços de manutenção	47.080	46.607
Serviços técnicos	2.233	8.539
Serviços de limpeza e vigilância	5.232	4.385
Serviços de informática	26.753	27.344
Serviços de publicação e publicidade	3.747	3.008
Serviços de telecomunicações	3.592	3.235
Serviços de transporte	3.611	3.956
Serviços Compartilhados	8.112	7.846
(-) Crédito de PIS/COFINS	(7.121)	(8.162)
Outros	13.014	11.175
	184.042	186.946

23.4 Arrendamentos e aluguéis

O montante registrado em Arrendamentos e aluguéis, em 2019, refere-se aos arrendamentos que não foram contemplados pelo CPC 06 (R2) devido as isenções opcionais.

24 Resultado financeiro

	Nota	2019	2018
Receitas financeiras			
Juros e variações monetárias			
Renda de aplicações financeiras e cauções		9.887	8.158
Energia vendida		69.309	77.380
Depósitos judiciais	11	6.754	15.807
Ativos/ passivos financeiros setoriais	7		4.756
Juros e multa sobre tributos	4.2	189.218	4.486
Outros juros e variações monetárias		518	957
Ajustes a valor presente	6.1	3.992	2.570
(-) Tributos sobre Receitas financeiras		(6.774)	(7.113)
Outras receitas financeiras		1.192	2.781
		274.096	109.782
Despesas financeiras			
Encargos de dívida			
Empréstimos e financiamentos	17.2	(36.994)	(46.168)
Debêntures	16.2	(66.801)	(47.409)
(-) Juros capitalizados	13.3	3.146	4.573
Juros e variações monetárias			
Juros e multa sobre tributos	8	(6.463)	(6.404)
Ativos/ passivos financeiros setoriais	4.2	(178.072)	
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	20.1.1	(11.697)	(13.518)
Benefícios pós-emprego	18.1.1 e 18.2	(59.805)	(78.219)
Arrendamentos e aluguéis		(3.942)	
Outros juros e variações monetárias		(3.574)	(5.044)
Outras despesas financeiras		(7.963)	(10.228)
		(372.165)	(202.417)
Total		(98.069)	(92.635)

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	2019	2018
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro		524.596	206.124
Alíquota		34%	34%
IRPJ e CSLL		(178.363)	(70.082)
Ajustes para refletir a alíquota efetiva			
IRPJ e CSLL sobre adições e exclusões permanentes			
Doações		(74)	(162)
Juros sobre o capital próprio		24.144	25.492
Outras		(303)	(334)
Ajustes decorrentes de exercícios sociais anteriores	25.2	15.386	4.548
Incentivos fiscais			
SUDENE		8.500	4.292
Outros		1.373	616
Despesa de IRPJ e CSLL		(129.337)	(35.630)
Alíquota efetiva		24,65%	17,29%

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$15.386, R$5.822 é decorrente de crédito do Programa de Alimentação ao Trabalhador - PAT, do período de 2003 à 2017, mediante decisão judicial e R$4.546 é 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 período. 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.

	2019	2018
Resultado líquido do exercício atribuível aos acionistas	395.259	170.494
Média ponderada do número de ações ordinárias em poder dos acionistas controladores (mil)	5.876	5.876
Resultado básico/ diluído por ação (reais/ações)	67,26668	29,01532

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:

			Valor justo		Valor contábil	
	Nota	Níveis	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Valor justo por meio do resultado						
No reconhecimento inicial ou subsequentemente						
Caixa e equivalentes de caixa	5					
Aplicações financeiras		Nível 2	74.969	21.551	74.969	21.551
Ativo financeiro indenizável	13.1	Nível 3	1.789.045	1.392.637	1.789.045	1.392.637
			1.864.014	1.414.188	1.864.014	1.414.188
Custo amortizado						
Caixa e equivalentes de caixa	5					
Bancos conta movimento		Nível 2	147.303	47.655	147.303	47.655
Consumidores e concessionárias	6	Nível 2	739.399	765.707	739.399	765.707
Cauções		Nível 2	199	203	199	203
Ativos financeiros setoriais	7	Nível 2	209.533	159.291	209.533	159.291
Outros créditos - Partes relacionadas	10	Nível 2	1.885	2.168	1.885	2.168
			1.098.319	975.024	1.098.319	975.024
			2.962.333	2.389.212	2.962.333	2.389.212

			Valor justo		Valor contábil	
	Nota	Níveis	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Passivos Financeiros						
Custo amortizado						
Fornecedores	14	Nível 2	462.586	366.979	462.586	366.979
Debêntures	16	Nível 2	985.407	748.681	992.570	755.102
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17					
Moeda nacional		Nível 2	327.490	423.683	327.488	423.711
Outras contas a pagar - Partes relacionadas	10	Nível 2	6.853	831	6.853	831
Arrendamentos e aluguéis	12.5	Nível 2	25.262		25.262	
Passivos financeiros setoriais	7	Nível 2	851.130	45.551	851.130	45.551
			2.658.728	1.585.725	2.665.889	1.592.174

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 Aplicações financeiras, Debêntures e dos Empréstimos e financiamentos 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.

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

A política de gestão de riscos da EDP - Energias do Brasil abrange todas as suas unidades de negócios e está alinhada à estratégia do Grupo EDP em suas operações no mundo. Cabe ao Comitê de Risco, garantir a governança do processo e atuar como elo entre a alta direção e a operação rotineira. Sua função é gerenciar e supervisionar todos os fatores de risco que possam provocar impactos nas atividades e nos resultados da Companhia, além de propor metodologias e melhorias ao sistema de gestão.

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 sido o mesmo consolidado em 2011 como uma Norma de Risco Corporativo, e mantida atualizada desde então.

A gestão de riscos corporativos é baseada nos melhores modelos de governança tais como COSO ERM – *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commision* e ISO 31.000. A gestão integrada de riscos atua como facilitadora no processo de gestão integrada de riscos, auxiliando na identificação, classificação, avaliação e gerenciamento dos riscos e tem como objetivo assegurar que os diversos riscos inerentes a cada uma das áreas da empresa sejam geridos por seus responsáveis e reportados periodicamente à Diretoria da Companhia.

O Comitê de Risco é composto por 3 "*Risk Officers*" separados por natureza dos riscos (Estratégicos, Energético/Regulatório, Financeiros e Operacionais) e pela Diretoria Executiva.

A área de Gestão de Riscos realiza reportes periódicos para o Comitê de Auditoria para o acompanhamento das atividades, além disso, seguindo as melhores práticas de governança e de alinhamento com o modelo de três linha de defesa, foram segregadas as funções de Compliance e Auditoria Interna em duas diretorias distintas. Adicionalmente, e como forma de reforço do modelo de Gestão do Riscos da EDP - Energias do Brasil, foi criada uma nova diretoria de Gestão de Riscos e Segurança.

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.

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.

			Aging cenário provável			Cenário (I)	Cenário (II)	Cenário (III)	Cenário (IV)	Cenário (V)
Operação	**Risco**	**Saldo da exposição**	**Até 1 ano**	**2 a 5 anos**	**Acima de 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	74.821	2.271			2.271	615	1.251	(595)	(1.172)
Fundos de investimento	CDI	148	36			36	10	20	(9)	(19)
Cauções e depósitos vinculados	CDI	199								
Instrumentos financeiros ativos	**CDI**	75.168	2.307	-	-	2.307	625	1.271	(604)	(1.191)
Debêntures	CDI	490.469	(26.554)	(64.094)		(90.648)	(22.177)	(44.216)	22.317	44.778
Instrumentos financeiros passivos	**CDI**	490.469	(26.554)	(64.094)	-	(90.648)	(22.177)	(44.216)	22.317	44.778
		565.637	(24.247)	(64.094)	-	(88.341)	(21.552)	(42.945)	21.713	43.587
Empréstimos e financiamentos - BNDES	TJLP	128.445	(4.067)	(6.661)	(54)	(10.728)	(1.633)	(3.248)	1.651	3.321
Instrumentos financeiros passivos	**TJLP**	128.445	(4.067)	(6.661)	(54)	(10.728)	(1.633)	(3.248)	1.651	3.321
		128.445	(4.067)	(6.661)	(54)	(10.728)	(1.633)	(3.248)	1.651	3.321
Debêntures	IPCA	202.027	(19.387)	(66.843)	(4.921)	(86.230)	(11.164)	(22.809)	10.705	20.970
Empréstimos e financiamentos - BNDES	IPCA	142.239	(7.250)	(11.538)	(413)	(18.787)	(1.875)	(3.808)	1.818	3.581
Instrumentos financeiros passivos	**IPCA**	344.266	(26.637)	(78.381)	(5.334)	(105.017)	(13.039)	(26.617)	12.523	24.551
		344.266	(26.637)	(78.381)	(5.334)	(105.017)	(13.039)	(26.617)	12.523	24.551

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 4,1% e 6,4% a.a.; IPCA entre 0,6% e 7,5% a.a.; e TJLP entre 4,9% e 5,2% 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; (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; e (iv) Ativos financeiros setoriais (Nota 7) que serão homologados pelo Poder Concedente e recebidos por meio da tarifa nos próximos reajustes ou revisões tarifárias.

Os riscos de liquidez atribuídos às rubricas de Debêntures e Empréstimos e financiamentos referem-se a juros futuros que, consequentemente, 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 2019, incluindo principal e juros, considerando a data mais próxima em que a Companhia espera liquidar as respectivas obrigações.

	31/12/2019						31/12/2018
	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	De 3 meses a 1 ano	De 1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total	Total
Passivos Financeiros							
Fornecedores	329.853	70.660	62.073			462.586	366.979
Outras contas a pagar - Partes relacionadas			836	6.017		6.853	831
Debêntures			274.870	717.700		992.570	755.102
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas			92.113	235.375		327.488	423.711
Arrendamentos e aluguéis	938	1.876	8.443	11.275	2.730	25.262	-
Passivos financeiros setoriais				851.130		851.130	45.551
	330.791	72.536	438.335	1.821.497	2.730	2.665.889	1.592.174

27.2.2.1 Risco de sobrecontratação

Conforme previsto na regulamentação do setor, em especial no Decreto nº 5.163/2004, 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 2019 estão apresentados na nota 29.1.

No cenário atual, além da queda no consumo ocasionada por uma conjuntura econômica adversa e imprevisível com 3 a 6 anos de antecedência, 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 sobra 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, passou a não mais poder participar do MCSD 4%, tampouco do MCSD Trocas Livres e do MCSD Mensal. Logo, não mais pôde realizar reduções de volume 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 n°109/2016 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 descontratar energia no mercado regulado. Recentemente, mediante Resolução Normativa n° 833/2018, foi regulamentado o MVE como instrumento adicional de gestão de sobra 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, 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 final de apuração na ANEEL no que se refere aos anos de 2016 em diante.

A sobrecontratação de energia, relativa ao exercício de dezembro de 2019, afetou positivamente o resultado da Companhia em R$1.462.

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 2019 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, passiveis de alteração decorrente de eventuais perdas de crédito nestes recebíveis.

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 termoelétricas, 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.

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.

• 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	31/12/2019	31/12/2018
Classificação da instituição financeira			
AAA		69.769	206
AA		4.999	20.005
A		53	50
	5	74.821	20.261

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.

	31/12/2019	31/12/2018
Total dos empréstimos e debêntures	1.320.058	1.178.813
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(222.272)	(69.206)
Dívida líquida	1.097.786	1.109.607
Total do Patrimônio Líquido	1.054.189	925.033
Total do capital	2.151.975	2.034.640
Índice de alavancagem financeira - %	51,01%	54,54%

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:

		2019					
				Efeito não caixa			
	Nota	Saldo em 31/12/2018	Efeito caixa	Variação monetária e cambial	Ajuste a valor de mercado/ presente	Adições/ baixas	Saldo em 31/12/2019
Aumento (diminuição) de passivos financiamento							
Dividendos	15	63.729	(113.729)			141.547	91.547
Debêntures	16	755.102	170.667			66.801	992.570
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17	423.711	(133.217)	6.435		30.559	327.488
Arrendamentos e aluguéis	12.5	-	(5.580)	2.657	1.285	26.900	25.262
		1.242.542	(81.859)	9.092	1.285	265.807	1.436.867

	2018					
			Efeito não caixa			
	Saldo em 31/12/2017	Efeito caixa	Variação monetária e cambial	Ajuste a valor de mercado/ presente	Adições/ baixas	Saldo em 31/12/2018
(Aumento) diminuição de ativos de financiamento						
Dividendos	67.680	(100.000)			96.049	63.729
Debêntures	493.113	214.580			47.409	755.102
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	490.463	(112.920)	6.360		39.808	423.711
	1.051.256	1.660	6.360	-	183.266	1.242.542

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:

	2019	2018
Constituição de dividendos e JSCP a pagar	91.547	63.729
Capitalização de juros de empréstimos e debêntures aos Ativos da concessão	3.146	4.573
Capitalização nos Ativos da concessão relativo à contingências	4.130	7.876
Constituição de arrendamentos e aluguéis no Imobilizado	26.900	
Total	125.723	76.178

29 Compromissos contratuais e Garantias

29.1 Compromissos contratuais

Em 31 de dezembro de 2019 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.

	31/12/2019					31/12/2018
	2020	2021 a 2022	2023 a 2024	A partir de 2025	Total geral	Total geral
Responsabilidades com locações operacionais	995	699			1.694	16.200
Obrigações de compra						
Compra de energia	1.799.761	3.222.578	2.926.187	9.879.262	17.827.788	19.585.473
Encargos de conexão e transporte de energia	205.564	703.664	672.750	1.194.327	2.776.305	2.313.189
Materiais e serviços	505.810	272.709	96.458	159	875.136	725.842
Prêmio de risco - GSF						
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e debêntures	62.843	82.815	44.706	3.519	193.883	191.953
	2.574.973	4.282.465	3.740.101	11.077.267	21.674.806	22.832.657

(*) Os compromissos contratuais referidos no quadro acima compreendem os contratos de arrendamentos e aluguéis que não foram contemplados no escopo do CPC 06 (R2) e, portanto, não encontram-se registrados nestas demonstrações financeiras.
Do montante de R$22.832.657 em 31 de dezembro de 2018, R$13.117 referiam-se a valores de arrendamento devido a Companhia ter adotado a abordagem prospectiva.

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 2019, ou seja, sem projeção dos índices de correção, e não estão ajustados a valor presente.

	31/12/2019					31/12/2018
	2020	2021 a 2022	2023 a 2024	A partir de 2025	Total geral	Total geral
Responsabilidades com locações operacionais	995	548			1.543	18.020
Obrigações de compra						
Compra de energia	1.799.760	3.615.239	3.753.873	16.863.584	26.032.456	29.541.230
Encargos de conexão e transporte de energia	205.564	790.310	875.785	1.777.454	3.649.113	2.494.850
Materiais e serviços	505.810	212.030	81.838	159	799.837	739.181
Prêmio de risco - GSF					-	
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e debêntures	61.848	81.234	42.957	2.677	188.716	212.717
	2.573.977	4.699.361	4.754.453	18.643.874	30.671.665	33.005.998

(*) Do montante de R$33.005.998 em 31 de dezembro de 2018, R$16.920 referiam-se a valores de arrendamento devido a Companhia ter adotado a abordagem prospectiva.

29.2 Garantias

		Limite máximo garantido	
Tipo de garantia	Modalidade	31/12/2019	31/12/2018
Seguro de vida	Aval de acionista	126.337	114.628
Ações judiciais	(i) Fiança Bancária e (ii) Seguro garantia.	54.218	55.268
Outros	Recebíveis	34.927	28.250
		215.482	198.146

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:

	31/12/2019		31/12/2018	
	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	45.447	45.447
Responsabilidade civil				
Transportes (materiais)	12.000	2.500	14.400	2.500
Transportes (veículos)	789	789	789	789
Seguro de Vida	126.336	(*)	114.628	(*)

(*) 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

Em Reunião do Conselho de Administração - RCA realizada em 11 de fevereiro de dezembro de 2020, a Companhia aprovou a contratação de empréstimo externo junto à Instituição Financeira MUFG Bank Ltd., sob amparo da Lei nº 4131/1962, no valor total de até R$200.000, pelo prazo de até um ano, mediante a celebração do instrumento “Credit Agreement”, conforme proposta apresentada e arquivada na Companhia.

* * *

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO		
Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas Presidente		**Michel Nunes Itkes** Vice-Presidente
Henrique Manuel Marques Faria Lima Freire Conselheiro		**Carlos Emanuel Baptista Andrade** Conselheiro
Luiz Otavio Assis Henriques Conselheiro	**Helio Colombo** Conselheiro	**Edson Wilson Bernardes França** Conselheiro

DIRETORIA ESTATUTÁRIA		
	Michel Nunes Itkes Diretor-Presidente	
Fernando Peixoto Saliba Diretor de Sustentabilidade	**Luiz Falcone** Diretor de Regulação	**João Manuel Brito Martins** Diretor Comercial e Diretor de Distribuição
Dyogenes Rosi Diretor de Planejamento Energético	**José Roberto Pascon** Diretor de Planejamento e Engenharia	**Julio Cesar de Andrade** Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

CONTABILIDADE		
Leandro Carron Rigamontte Diretor de Contabilidade e Gestão de Ativos (Corporativo)		**Renan Silva Sobral** Gestor de Contabilidade Contador - CRC 1SP271964/O-6 "S" ES

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

MENSAGEM DO PRESIDENTE

No ano de 2019, a EDP Espírito Santo seguiu sua estratégia de buscar o equilíbrio entre clientes, fornecedores, colaboradores, acionistas e a sociedade com a melhoria na qualidade do serviço, de reforço da eficiência e de combate às perdas e à inadimplência, com foco na satisfação do consumidor. Teve um papel de destaque a segurança, onde o tema foi a **"Vida Sempre em Primeiro Lugar"**.

Com ambiente econômico mais favorável, registramos um aumento de 1,5% no número de consumidores em relação a 2018, o que representa 24 mil novos clientes conectados à rede de distribuição da companhia e um aumento no volume de energia distribuída em 3,5% em comparação ao ano anterior.

Reforçamos os investimentos na rede de distribuição, no combate às perdas e em novas tecnologias. Os investimentos líquidos totalizaram R$ 318 milhões, destinados principalmente ao reforço do sistema elétrico, com ênfase em projetos de redes protegidas e de religadores automáticos, os quais garantem maior confiabilidade e eficiência no fornecimento de energia elétrica. Como resultado, as perdas totais atingiram o valor de 12,45% e o índice que mede a duração das interrupções de fornecimento nos últimos 12 meses (DEC) foi de 8,20 horas. Estes resultados refletem a efetividade da execução da estratégia, colocando a EDP Espírito Santo entre as empresas do setor que alcançaram maior redução percentual de perdas totais nos últimos anos.

Em continuidade a utilização da metodologia de Orçamento Base Zero, novas iniciativas foram aplicadas permitindo que a evolução dos custos operacionais ficassem mais um ano abaixo da inflação. A empresa também ampliou a utilização de ferramentas de analytics e de robôs de primeira geração, com objetivo de automatizar processos manuais e repetitivos

Outro fato importante foi a conclusão da Revisão Tarifária da EDP Espírito Santo, a qual resultou na redução de 4,84% na tarifa média para o consumidor e um aumento de 28,1% na Base de Remuneração Líquida e de 15,7% na Parcela B. O resultado reforça o compromisso da companhia em manter os investimentos com foco na melhoria da qualidade dos serviços prestados, maior eficiência operacional e redução das perdas de energia. Neste ciclo de revisão tarifária, atingimos o menor nível de glosa de investimentos da história, alcançado por meio de melhorias implementadas nos processos operacionais, o que coloca a empresa em uma posição de referência entre as distribuidoras do país.

O reconhecimento também veio por meio dos consumidores na pesquisa da ABRADEE de Satisfação dos Clientes Residenciais (ISQP), na qual a companhia obteve índice de 73,3 pontos de satisfação. Ainda com foco no cliente e na busca de eficiência operacional, a EDP Espírito Santo iniciou a execução do Projeto Inovgrid, que consiste na aplicação de tecnologias de digitalização e automação de redes em convergência ao conceito de Smart Grid, em uma prova de conceito na região de Vila Velha no Espírito Santo, abrangendo um total de 55 mil clientes.

As conquistas foram importantes e os desafios de manutenção da trajetória de mais eficiência continuam, com a busca pela melhoria contínua e pela excelência na gestão, com objetivo de atender as expectativas de nossos clientes, colaboradores, sociedade e acionistas.

Michel Nunes Itkes
Presidente

A COMPANHIA

A EDP Espírito Santo, empresa de capital aberto, com sede em Vitória, Estado do Espírito Santo e controlada pela EDP - Energias do Brasil S.A. desde novembro de 2002, sendo sua subsidiária integral, a partir de abril de 2005.

A EDP Espírito Santo atende a 70 dos 78 municípios do Estado do Espírito Santo, numa área de 41.241 km², aproximadamente 90% do Estado e a 94% da população total, o que corresponde a 3,8 milhões de habitantes. A concessão tem vigência até 16 de julho de 2025, podendo ser renovada por mais 30 anos, conforme Decreto Executivo de 17 de julho de 1995, outorgada pela União Federal.

CENÁRIO MACROECONÔMICO

Em 2019, o resultado de estabilidade (0,0%) – variação do produto interno bruto (PIB)[1] no acumulado do ano até o terceiro trimestre, em relação a igual período de 2018 - pode ser considerado uma vitória para a economia do Espírito Santo. A atividade capixaba que foi impactada pelas incertezas políticas e econômicas (observadas tanto no âmbito doméstico quanto internacional), mais uma vez viu um importante setor produtivo (extrativismo mineral) ligado a uma tragédia.

No acumulado dos dez primeiros meses de 2019, frente ao mesmo período de 2018, a produção industrial capixaba recuou -14,0%. A principal contribuição negativa foi dada pelo setor de extrativismo mineral (-18,4%), pressionado, em grande parte, pelos itens minérios de ferro. Este setor foi diretamente impactado pelo desastre em Brumadinho-MG, ocorrido em janeiro de 2019.

Com outra sorte, o comércio varejista manteve o ritmo de recuperação em 2019 - no acumulado até outubro o volume de vendas do comércio varejista ampliado teve alta de 5,2% - impulsionado pela redução dos juros[2] (que em 2019 atingiu seu menor patamar, 4,5% a.a.), pelos baixos níveis de inflação[3](4,31%, que é bem próximo da meta de 4,25% para o ano) e pela expansão das condições de crédito[4]. Em novembro de 2019, em doze meses, a demanda do consumidor por crédito teve a maior variação desde 2011, com incremento de 11,5%.

Em relação ao mercado de trabalho, nos onze primeiros meses de 2019, o saldo de postos de trabalho formais cresceu 3,20%[5] (+22,9 mil postos). O setor de serviços destacou-se com o saldo positivo de 12,8 mil vagas de empregos formais.

AMBIENTE REGULATÓRIO

O ano de 2019 iniciou com a expectativa de uma solução para o destravamento do mercado de curto prazo através dos projetos para a solução dos passivos do GSF no âmbito legislativo. O PL 10.985/18, que tratava do ressarcimento do risco hidrológico – GSF- foi aprovado na Câmara dos Deputados em 26 de junho e deveria ser votado no Senado, onde permanece tramitando sob a sigla PLS 3975/19, aguardando a votação em plenária. A Liminar do GSF da Apine, maior liminar vigente, mantêm valores retidos na CCEE até fevereiro/2018 e permanece ativa ao final de 2019.

Ao final de 2018, havia sido determinada a abertura do mercado até 2.000 kW e na continuidade desse processo, a Portaria 465/2019 estabeleceu o cronograma de abertura de mercado para agentes com consumo até 500kW, sendo 1.500 kW, a partir de 1º/jan/2021; 1.000 kW, a partir de 1º/jan/2022 e 500 kW, a partir de 1º/ jan/2023. A Portaria também estabelece que até 31/jan/2022 deverão ser apresentados estudos para avaliar a abertura do mercado aos consumidores abaixo de 500 kW a partir de 1°/jan/2024.

O Grupo de Trabalho de Modernização do Setor Elétrico foi criado com o objetivo de reformar o arcabouço regulatório do Setor Elétrico. Serão avaliados temas como a formação de preços, critérios de suprimento, separação entre lastro e energia, sustentabilidade da distribuição, sistemática de leilões, processo de contratação, MRE e integração gás-energia elétrica. Foi estabelecido um cronograma e um Comitê de Implementação da Modernização com prazo de dois anos prorrogável por mais um ano para fazer as modificações propostas.
Dois projetos de Lei que tratam da reforma do setor elétrico estão em tramitação: o PLS 232/2016 em discussão no Senado e o PL 1.917/15 na Câmara dos Deputados estão discutindo as novas diretrizes para o Setor, de forma já alinhada com o GT de Modernização do Setor Elétrico.

---

[1] Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE. Contas Nacionais Trimestrais. Julho/setembro 2019.
[2] Fonte: Banco Central do Brasil. Meta SELIC em 31/12/2019.
[3] Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE. Sistema Nacional de Índices de Preços ao Consumidor IPCA e INPC – Dezembro/2019.
[4] Fonte: Serasa Experian. Indicador Serasa Experian de Demanda do Consumidor por Crédito. Novembro/2019.
[5] Fonte: CAGED/MTE. Novembro/2019

Entre as mudanças para 2019, a revisão do mecanismo de acionamento das Bandeiras Tarifárias foi um destaque da distribuição, agora com o gatilho baseado no GSF calculado com a Garantia Física Flat, ao invés de fator misto composto que também considerava a Garantia Física real do MRE. Essa modificação visava reduzir a sazonalidade da garantia física na composição da arrecadação da conta bandeira. Os novos gatilhos fazem com que a arrecadação prevista, com os valores propostos, se aproxime mais dos custos incorridos. Houve também aumento da arrecadação em caso de acionamento, que passa a ser na bandeira amarela R$ 1,343 a cada 100 kWh consumidos, na bandeira vermelha no patamar 1, R$ 4,169 e no patamar 2, R$ 6,243.

As distribuidoras também têm nova regulamentação sobre iluminação pública e redução dos subsídios aplicados às unidades consumidoras classificadas como Rural, Serviços Públicos de Água, Esgoto e Saneamento, Serviços Públicos de Irrigação e Cooperativa de Eletrificação Rural, na razão de 20% ao ano a partir dos processos tarifários de 2019.

Nova regulação também sobre procedimentos, parâmetros e critérios de penalidades aos agentes do setor de energia elétrica e nas diretrizes gerais da fiscalização da ANEEL que afetam geradoras, transmissoras e distribuidoras.

Foi definido que os preços horários para o mercado de curto prazo da CCEE serão adiados para 2021, pela Portaria MME 301/19. Para 2020, ficou definida a operação com despacho semi-horário sem a utilização para o processo de formação de preço.

As agências reguladoras também sofreram mudanças regulatórias, A Lei 13.848/19 trata da gestão, organização, processo decisório e controle social das agências. Entre os aprimoramentos está a necessidade de análise de impacto regulatório e o regramento do mandato dos diretores.

Por fim, o tema regulatório mais discutido em 2019 e que continuará em alta em 2020 são os incentivos dados à Geração Distribuída. A ANEEL abriu a Audiência Pública 001/2019, que buscou obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório das regras para o micro e mini GD, O assunto avançou em outubro para a Consulta Pública 025/2019, com proposta para o fim gradual dos subsídios à geração distribuída. O tema ainda não foi encerrado e continuará sendo discutida ao longo de 2020.

REVISÕES TARIFÁRIAS E REAJUSTES TARIFÁRIOS

Em 06 de agosto, foi homologado pela Agência Nacional de Energias Elétrica (“ANEEL”), a 8ª Revisão Periódica da EDP Espírito Santo, aplicada a partir de 07 de agosto de 2019. O efeito médio percebido pelos consumidores foi de -4,84% sendo - 3,22 % para alta e média tensão e -5,56 % para baixa tensão. A Base de Remuneração Bruta foi definida em R$ 4,198 bilhões, a Base de Remuneração Líquida em R$ 2,581 bilhões e a Parcela B em R$ 1,035 bilhão.

MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

Balanço Energético (MWh)

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

EDP ESPÍRITO SANTO	2019	2018
Itaipu + Proinfa	1.561.830	1.610.648
Leilão	6.426.978	6.240.915
Outros[1]	568.534	230.117
Energia em Trânsito	4.599.184	4.077.408
Total Energia Recebida	**13.156.527**	**12.159.088**
Perdas Transmissão	142.508	91.325
Perdas de Itaipu	82.397	82.720
Vendas C.Prazo	-760.672	-550.824
Ajustes C.Prazo	-241.586	1.756
Cessões MCSD Energia Nova	-314.809	-218.710
Total Perdas	**912.355**	**504.404**
Energia Requerida	**12.244.172**	**11.654.683**
Suprimento	0	343.958
Fornecimento	6.170.943	5.842.233
Perdas e Diferenças	1.474.046	1.391.085
Energia em Trânsito	4.599.184	4.077.408
Total	**12.244.172**	**11.654.683**

(1) Bilaterais e Compras no Curto Prazo

Compra de Energia

A compra de energia em 2019 foi de 8.557 GWh, superior em 5,9% à de 2018. Deste montante, as compras compulsórias de Itaipu e do PROINFA representam 18,3%, as compras no ACR (CCEAR e Contrato de Ajuste) 75,1%, os Contratos Bilaterais e Curto Prazo 6,6%.

DESEMPENHO OPERACIONAL

A EDP Espírito Santo vendeu 6.853,2 GWh para os clientes cativos, suprimento e consumo próprio no período findo em 31 de dezembro de 2019, representando um aumento de 10,8% em relação ao mesmo período do ano anterior.

A energia em trânsito, distribuída a clientes livres, totalizou 3.991,1 GWh no período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2019, apresentando um aumento de 0,5% em relação ao mesmo período do ano anterior.

A energia distribuída pela EDP Espírito Santo apresentou um aumento no volume em relação ao ano anterior de 6,8%, totalizando 10.884,3 GWh.

Janeiro a Dezembro				
Energia Distribuída	MWh		Consumidores	
	2019	2018	2019	2018
Fornecimento				
Residencial	2.481.008	2.301.212	1.240.112	1.220.718
Industrial	537.242	594.794	10.888	11.133
Comercial	1.336.585	1.280.857	127.832	124.835
Rural	925.695	788.793	194.974	193.557
Outros (1)	882.633	869.001	13.792	13.550
Consumo próprio	7.780	7.576	211	212
Total Fornecimento	**6.170.943**	**5.842.233**	**1.587.809**	**1.564.005**
Suprimento	682.318	343.958	-	-
Total Fornecimento e suprimento	**6.853.261**	**6.186.191**	**1.587.809**	**1.564.005**
Disponibilização do Sistema de Distribuição	3.991.137	3.972.244	418	342
Total Energia Distribuída	**10.844.398**	**10.158.435**	**1.588.227**	**1.564.347**
Energia de curto prazo	759.495	550.824		
Receita Operacional Líquida	**11.603.893**	**10.709.259**	**1.588.227**	**1.564.347**

(1) Outros = Poder público + Iluminação pública + Serviço público

QUALIDADE

Os indicadores DEC e FEC, apresentam-se em total conformidade com os padrões estabelecidos pela ANEEL, sendo em 2019 registradas 8,20 horas e 4,84 interrupções, respectivamente, refletindo os investimentos realizados para ações de manutenção preventiva, obras de melhoria, inovações nos ativos do sistema elétrico de distribuição e melhoria constante nos processos adotados por todas as áreas envolvidas com a operação do sistema.

Indicador	Unidade		2016	2017	2018	2019
DEC	Horas	Real	8,80	8,43	8,24	8,18
		Meta Aneel Regulatoria	9,93	9,81	9,73	9,55
FEC	Vezes	Real	5,40	5,20	4,76	4,84
		Meta Aneel Regulatoria	7,65	7,65	7,27	6,85

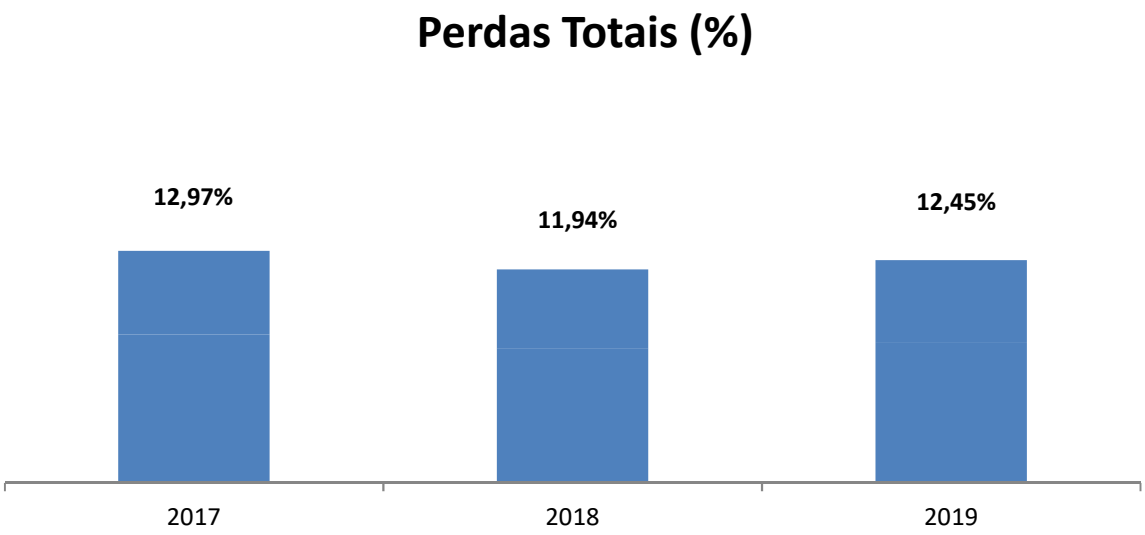
DEC = Duração Equivalente de interrupções por Clientes (horas - média cliente/ano)
FEC = Frequência Equivalente de interrupções por Cliente (interrupções - média cliente/ano)
Nota: O DEC e FEC das distribuidoras divulgados no trimestre são prévios, uma vez que o indicador final é divulgado até 30 dias após o fechamento do mês.

PERDAS TÉCNICAS E NÃO TÉCNICAS

A EDP Espírito Santo encerra o ano de 2019 com Perdas Totais no valor de 12,45%, que é a diferen-ça entre a energia adquirida e a energia faturada.

Em 2019, a estratégia de combate às perdas baseou-se na blindagem das maiores cargas através de monitoramento remoto, na recuperação de energia em unidades de alta complexidade social através da blindagem de rede e exteriorização de me-dição e em programas de eficiência energética, amplia-ção da recontagem dos pontos de iluminação pública e na realização de inspeções de irregularidade.

Em 2019, a EDP Espírito Santo desembolsou R$ 59,9 milhões em programas de combate às perdas. Do total de recursos, R$ 49,3 milhões foram para investimentos operacionais (substituição de me-didores, instalação de rede especial, painéis de medição blindados e monitorados e telemedição) e R$ 10,6 milhões para despesas gerenciáveis (inspeções).
A EDP Espirito Santo realizou aproximadamente 69 mil inspeções, substituição de 34 mil medidores e blindagem de 18,3 mil consumidores através de redes especiais com monitoramento remoto que re-sultaram na recuperação de receitas de cerca de R$ 82,8 milhões.



PRINCIPAIS DADOS DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS

Descrição	2019	2018	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	**8,1**
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 Espírito Santo 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 saber: unidades consumidoras atendidas em média e alta tensão (grandes clientes) e unidades consumidoras atendidas em baixa tensão e por classe de clientes, pertencentes às esferas privada e pública, no âmbito federal, estadual e municipal.

O relacionamento com os seus clientes pode ser realizado através das agências de atendimento presencial e agentes comerciais, atendimento exclusivo para os grandes clientes, clientes corporativos, poderes públicos e órgãos de defesa do consumidor, além da agência virtual (web), aplicativo EDP Online, Chat & Chat BOT, SMS BOT e Call Center.

- Agência Virtual: a página de serviços da EDP Online na internet (www.edponline.com.br) possui leiaute moderno e maior acessibilidade, tais como solicitação de ligação nova, entrada de projeto elétrico e acordo de pagamento. Este canal de relacionamento permite o acesso, de forma segura, com a criação de login e senha para o cliente ou através de conta de Gmail e Facebook, contribuindo para aprimorar o atendimento, dando maior conforto e celeridade na execução das solicitações, além de facilitar o acompanhamento das mesmas pelos clientes, com maior interação e agilidade no tráfego de dados, dentro dos mais elevados padrões de segurança das informações.
- SMS: neste canal de atendimento o cliente pode informar, de forma gratuita, prática e célere, a falta de energia.
- Aplicativo EDP: este canal foi desenvolvido para dispositivos móveis (smartphones e tablets), é baixado gratuitamente, e facilita o contato dos clientes com a distribuidora, trazendo praticidade na solicitação de serviços e na palma da mão. O cliente pode obter informações, realizar agendamentos para atendimento presencial nas Agências e esclarecer dúvidas, a partir da funcionalidade de chat em tempo real. Com o aplicativo já é possível aderir, dentre outros serviços, à entrega de conta por e-mail, cadastrar-se para débito automático, solicitar código de barras para pagamento de fatura, acordo de pagamento, notificar falta de energia e enviar fotos no chat online. O aplicativo foi desenvolvido e customizado para uso exclusivo dos clientes da concessionária EDP e dentro dos mais elevados padrões de segurança, modernidade e praticidade.

Nestes canais virtuais em 2019 foram gerados 4,2 milhões de consultas e serviços.

Para garantir um atendimento de qualidade, a EDP Espírito Santo conta também com uma moderna Central de Atendimento Telefônico (Serviço 0800), com uma equipe de mais de 450 colaboradores para proporcionar um atendimento adequado, eficiente e ágil, além de dispor de uma infraestrutura e parque tecnológico de última geração. Está Central opera 24 horas por dia, 7 dias por semana, e com ligação gratuita para o 0800 721 0707, e conta também com um canal exclusivo para deficiente auditivo através do 0800 727 2655. Por meio do Call Center foram realizados 1,4 milhões de atendimentos em 2019, que está preparado para os atendimentos comerciais, técnicos e emergenciais em todos os 70 municípios da sua área de concessão, bem como realiza o monitoramento e interações com os seus clientes nas Mídias Sociais, tais como *Facebook, Instagram, Twitter e* Reclame Aqui.

Para o atendimento presencial, a concessionária conta com 69 agências, distribuídas nos 70 municípios de sua área de concessão, onde recebemos 1,18 milhões de clientes em 2019. Algumas de nossas agências contam com equipamentos de autoatendimento (totens e tablets) e tecnologia de vídeo atendimento incorporada na operação.

Do total de atendimentos realizados em 2019, 10.679 foram realizados por vídeo atendimento demonstrando assim a consolidação da ferramenta na operação das agências.

Além desses canais de relacionamento, há uma estrutura de Ouvidoria com call center dedicado, que opera de segunda a sexta-feira, das 08:00hrs as 18:00hrs, com ligação gratuita para o 0800 721 3321, e ainda, por e-mail, Whats'App, formulário eletrônico pelo EDP Online, aplicativo EDP, carta e presencialmente. A EDP Espírito Santo possui uma equipe capacitada

para atender os preceitos regulatórios previstos na Resolução Normativa Nº 470/10, da ANEEL e principalmente para garantir a satisfação dos clientes. Dentre as suas atribuições, acolhe as reclamações, sugestões, críticas, denúncias e elogios, com a garantia de oferecer respostas a todas as suas manifestações, bem como realizar a intermediação com os órgãos reguladores e as demandas originárias do portal Consumidor.gov. No ano de 2019 foram recepcionadas 32.376 interações dos clientes no Canal.

Importante destacar que a EDP Espírito Santo pauta a sua atuação de maneira ética, justa, transparente, isonômica e cortês nas interações com os seus clientes, dentro de elevados padrões de qualidade, inclusive com 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)

Em 2019, foi encerrado um e iniciados três projetos de P&D, permanecendo assim vinte e seis projetos em execução, com investimentos na ordem de R$ 15,3 milhões. Dentre os projetos encerrados, destaca-se o projeto "Regulador de tensão tipo indução para utilização em transformador de distribuição", que consistia no desenvolvimento de um equipamento robusto para a melhoria da qualidade de energia, cujo produto principal foi um regulador do tipo indução com sistema automático de controle. Esse equipamento uma vez ligado ao secundário de um transformador aéreo de distribuição, executa a correção de eventuais afundamentos ou elevações de tensões de forma automática, utilizando-se de um variador de tensão tipo indução e de seu sistema de correção automática acionado por servomecanismo, dispensando a atuação de equipe especializada e eliminando a temporização da correção.

Dentre os projetos aprovados durante o ano vigente, destacamos os três projetos submetidos à Chamada Estratégica 22 da ANEEL de Mobilidade Elétrica, pela qual foi iniciado o projeto "Desenvolvimento de Soluções para a Operação Nacional de Mobilidade Elétrica, que 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. Solução pioneira e inovadora no Brasil, uma vez que o projeto servirá como um laboratório para a criação de um operador nacional de mobilidade elétrica centrado no utilizador. Nos projetos em andamento, são destacados o projeto de P&D, "Filme OPV adesivo", que visa o estudo científico sobre o desempenho da geração fotovoltaica orgânica (OPV – *Organic Photovoltaic*) com diferentes orientações e regiões geográficas no Brasil. É denominada a terceira geração de células solares, capazes de gerar energia elétrica à partir da luz do sol e sendo a alternativa mais "verde" para a geração de energia em todos os lugares. E o P&D "Sensores Vestíveis", visa, o desenvolvimento e utilização de sensoriamento vestível para gestão da medicina, segurança e procedimentos do trabalho. Este projeto é fundamental para a preservação da vida humana, criando mecanismos de gestão e prevenção de saúde e riscos operacionais dos nossos colaboradores: internos e externos, bem como a promoção positiva da imagem da empresa, mediante ao tema de grande relevância para a sociedade e entidades de classe.

Ressaltamos que os resultados obtidos nos projetos de P&D foram amplamente divulgados à comunidade científica, através da participação em seminários nacionais e internacionais e publicação de artigos em revistas especializadas.

Eficiência Energética

Em 2019, a EDP Espírito Santo investiu R$ 8,8 milhões em iniciativas de eficiência energética que levaram à economia de energia de 10,25 GWh/ano no Espírito Santo.

Esses investimentos estão em conformidade com a Lei 13.280/2016, que estabelece investimento em projetos do Programa de Eficiência Energética (PEE) e no Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL).

Entretanto, os projetos não buscam apenas atender a legislação, mas principalmente os compromissos com o desenvolvimento sustentável assumidos pela EDP. Entre as iniciativas de destaque no período estão o projeto de eficiência energética "Boa Energia nas Escolas", que consistiu em capacitar 806 professores da rede pública do Espírito Santo para que possam compartilhar com seus alunos informações sobre uso seguro e eficiente da energia. Para isso, distribuiu materiais de apoio pedagógico para serem utilizados em sala de aula. A iniciativa também contou com um laboratório itinerante, no qual os

estudantes tiveram a oportunidade de conhecer todo o processo de geração e distribuição de energia. Em 2019, 19 escolas foram beneficiadas com kit's fotovoltaicos, com potencial de gerar cerca de 5.400 kWh/ano por escola, visando o seu uso pedagógico como laboratório e ajudando a reduzir a conta de energia elétrica dessas escolas.

Além de todas essas ações do Projeto Educacional, uma ação de grande destaque no projeto foi a "Gincana Energizando Conhecimento EDP" que contou coma participação de 120 alunos, 5 educadores e a toda equipe pedagógica na Escola Assisolina Assis Andrade no bairro de Aribiri – Vila Velha, através de 4 ações: diagnóstico energético, prática esportiva, humanização e cultural. A ação de humanização proporcionou uma arrecadação de alimentos, roupas, utensílios e resíduos recicláveis a 4 instituições filantrópicas do município, esta ação foi realizada pelos próprios alunos.

Outro projeto de grande relevância foi a 4ª edição do Projeto Eficiência Solidária que realizou ações através de orientações de consumo consciente de energia elétrica em 4 municípios do estado (Castelo, Apiacá, Mimoso do Sul e Cachoeiro de Itapemirim), através de uma estrutura itinerante, proporcionando economia a mais de 5 mil clientes através da troca de 30 mil lâmpadas ineficientes por LED, pelo projeto Eficiência Solidária.

A EDP Espírito Santo atuou na modernização do sistema de iluminação e ar condicionado em 9 prédios da administração pública e hospitais beneficentes sem fins lucrativos, tais como: Prédios Filiais MP ES (Ministério Público Estadual), Prédio Sede da Policia Federal do ES, Hospital Evangélico de Vila Velha, Hospital Santa Casa de Misericórdia de Cachoeiro de Itapemirim, Hospital Evangélico de Cachoeiro de Itapemirim, PROCON de Vitória, Hospital Jaime Santos Neves, Centro Integrado de Atendimento ao Cidadão – CIAC e Hospital Madre Regina Protmann. Houve a substituição de mais de 12 mil lâmpadas antigas de baixa eficiência por novas com tecnologia LED.

Além de todas essas ações que beneficiam nossos clientes, a EDP Espírito Santo deu sequência ao projeto "Boa Energia na Comunidade", beneficiando 6.949 unidades consumidoras residenciais de baixo poder aquisitivo em bairros dos municípios da sua área de concessão. O projeto consistiu em ações educativas para aconselhar os consumidores a usufruir a tarifa social e quanto a melhorias nos hábitos de consumo. Abrangeu a substituição de 23.643 lâmpadas ineficientes por lâmpadas de tecnologia LED e melhoria das instalações elétricas das unidades consumidoras, com a doação de 12.027 padrões de entrada e kits internos.

ANÁLISE DO DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Demonstrativo de Resultados (R$ mil)	2019	2018	%
Receita operacional líquida	**3.834.943**	**3.391.814**	**13,1**
Receita com construção da infraestrutura	317.961	335.846	-5,3
Gastos não gerenciáveis	**(2.405.389)**	**(2.161.703)**	**11,3**
Margem Bruta	**1.111.593**	**894.265**	**24,3**
Gastos gerenciáveis	**(806.889)**	**(931.352)**	**-13,4**
Total do PMSO[1]	**(445.735)**	**(546.518)**	**-18,4**
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	(43.193)	(48.988)	-11,8
Custo com construção da infraestrutura	(317.961)	(335.846)	-5,3
EBITDA	**740.332**	**402.837**	**83,8**
Margem EBITDA	**19,3%**	**11,9%**	**7,4 p.p.**
Resultado do serviço (EBIT)	**622.665**	**298.759**	**108,4**
Resultado financeiro líquido	**(98.069)**	**(92.635)**	**5,9**
LAIR	**524.596**	**206.124**	**154,5**
IR e Contribuição social	(129.337)	(35.630)	263,0
Lucro líquido	**395.259**	**170.494**	131,8

[1] PMSO com Amortização e Depreciação

A margem bruta apresentou um aumento de 24,3%, reflexo da revisão tarifaria ocorrida em agosto de 2019, quando comparado ao crescimento de 2018. Este resultado reflete os principais efeitos:

i) No crescimento do mercado, em R$ 59,7 milhões, influenciado pela melhora no consumo e a revisão tarifaria que trouxe um aumento de R$ 41,1 milhões em comparação a 2018
ii) Aumento no ganho de compartilhamento de infraestrutura, resultaram num efeito positivo de R$ 2,3 milhões em comparação a 2018;
iii) Valor novo de reposição (VNR) obteve ganho de R$ 126,7 milhões, em função do reconhecimento dos ativos na revisão tarifaria.
iv) Melhora nas Perdas de R$ 3,8 milhões devido a programas de combate a perdas.

Os gastos gerenciáveis encerraram 2019 com R$ 806,8 milhões, considerando as receitas de construções que possuem valor nulo no resultado, desconsiderando este valor, os gastos gerenciáveis fecharam em R$ 488,9 milhões, uma queda de 17,9% face à 2018, em função principalmente dos efeitos extraordinários de:

i) Benefício Pós Emprego de R$ 134,4 milhões em pessoal devido a novo relatório atuarial e;
ii) Programa de incentivo a aposentadoria (PIA) de R$ 3,5 milhões.

Retirando o efeito extraordinário do Benefício Pós emprego e PIA, o PMSO tem aumento de 4,9%, devido principalmente:

i) Remuneração (+R$ 10,6 milhões) devido ao aumento de colaboradores e o acordo coletivo; mas mitigado ela desmobilização das equipes das contratadas referente a primarização da inspeção em Serviços (-R$ 4,7 milhões)

As provisões de crédito de liquidação duvidosa fecharam 2019 em R$ 53,5 milhões, um aumento de 7,2% quando comparado a 2018.

O Resultado Financeiro do período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2019 foi -R$ 98,0 milhões, maior em R$ 5,4 milhões comparados ao resultado financeiro de 2018, principalmente pelo aumento de atualizações monetárias com contingencias judiciais de R$ 7,2 milhões.

Pelos motivos ressaltados anteriormente a EDP Espírito Santo apresentou um Lucro Líquido de R$ 395,2 milhões em 31 de dezembro de 2019.

INVESTIMENTOS

Foi realizado a título de investimento o valor de R$ 317,9 milhões em 2019, já deduzidos os recursos recebidos na forma de doações e subvenções para investimento e considerando os juros capitalizados, ficando -5,3%% abaixo do mesmo período do ano anterior. No período os juros capitalizados representam R$ 3,1 milhões do total. Os investimentos realizados foram destinados a obras estruturantes para o reforço do sistema elétrico, telecomunicações, informática, entre outros.

Investimento - R$ Mil	2019	2018	Var %
Expansão do Sistema Elétrico	149.294	186.472	-19,9%
Melhoramento da Rede	75.594	74.723	1,2%
Telecom., Informática e Outros	73.029	46.564	56,8%
Perdas	49.531	59.042	-16,1%
Sub Total[1]	**347.447**	**366.801**	**-5,3%**
(-) Obrigações Especiais[2]	(29.486)	(30.955)	-4,7%
Investimento Líquido	**317.961**	**335.846**	**-5,3%**
Variação do Imobilizado	**317.961**	**335.846**	**-5,3%**

(1) Sub Total = 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 2019, a EDP Espírito Santo apresentou um endividamento líquido de R$ 1.097,6 milhões, 1,1% inferior a dezembro de 2018.

	Unidade	Saldo		
		dez/19	dez/18	Variação %
Dívida Bruta (1)	R$ mil	1.320.058	1.178.813	12,0
Caixa e equivalentes de caixa	R$ mil	222.272	69.206	221,2
Dívida Líquida	R$ mil	1.097.786	1.109.607	(1,1)
Dívida Líquida / Patrimônio Líquido	(vezes)	1,04	1,20	(13,2)
Dívida Líquida/Ebtida	(vezes)	1,48	2,75	(46,2)

(1) Dívida Bruta= Empréstimos, financiamentos, notas promissórias e encargos das dívidas + Debêntures

A dívida bruta da EDP Espírito Santo em 31 de dezembro de 2019 foi de R$ 1.320,0 milhões, sendo composta por R$ 992,5 milhões (75,2%) em debêntures, R$ 322,0 milhões (24,4%) junto ao BNDES e R$ 5,4 milhões (0,4%) junto a Eletrobrás.

GESTÃO DE PESSOAS

Colaboradores

A EDP Brasil percebe seus colaboradores como elo fundamental para a condução dos negócios. Em 2019, contava com 3.188 colaboradores próprios, 95 nas joint ventures e 192 trainees, estagiários e aprendizes, para os quais investe constantemente no desenvolvimento, reconhecimento, segurança, saúde e bem-estar, entre outras iniciativas.

O período foi marcado pela consolidação da Cultura EDP, projeto que envolveu uma transformação cultural baseada nos princípios da Companhia. Por entender que alguns temas são transversais e envolvem questões de cultura, a EDP uniu a gestão de duas diretorias - de Recursos Humanos e de Transformação Organizacional. Ambas passaram a atuar por meio de uma cogestão e incorporaram as áreas de Sustentabilidade, Meio Ambiente e Digital na diretoria de People, Technology and Society.

Também foi o segundo ano desde a implementação do EDP Agility, modelo híbrido de desenho organizacional, em que é mantida a estrutura convencional, com inclusão da criação de redes (hubs) para ganho de agilidade na tomada de decisão. A novidade de 2019 foi a criação do Shift, com um time dedicado em tempo integral à criação de novas soluções. Com isso, cinco pessoas 100% dedicadas garantem a aplicação e acompanhamento da metodologia ágil sobre os desafios propostos pela Companhia, especialmente com relação à cultura e gestão de pessoas. Além das ideias sobre novas soluções, o grupo também é responsável pelo primeiro passo da implementação.

Destaques do EDP Agility em 2019

Como resultado dessa consolidação, um dos projetos criados no ano foi o Prêmio Estrela EDP, que visa reconhecer simbólica e financeiramente projetos de destaque em linha com as seis dimensões das Metas com Propósito, sob uma ótica além do resultado financeiro.

Entre as iniciativas vencedoras, está a Escola de Eletricistas para Mulheres, projeto em parceria da EDP com o Serviço Nacional de Aprendizagem Industrial (SENAI), com foco em qualificar e capacitar mulheres à profissão de eletricista de redes de distribuição. Com carga horária de 556 horas e cerca de quatro meses de duração, o projeto bolsa-auxílio durante o curso e certificado chancelado pelo SENAI e as participantes são incluídas no banco de talentos da Empresa. Em 2019, a Escola de Eletricistas formou 24 mulheres, a partir de uma turma mista e uma turma exclusiva. Para 2020, o objetivo é incorporar a valorização à diversidade à premiação. GRI EU14

Outro projeto desenvolvido pela equipe foi o EDP Way, que consiste em uma cartilha sobre a atuação esperada dos líderes da Companhia. Os reconhecimentos da gestão deverão ser pautados pelo documento, que, entre outros temas, fomenta o empoderamento dos colaboradores por parte dos líderes.

Para os próximos anos, a Companhia conta com um *roadmap* de tendências a serem exploradas, em linha com as mudanças que deverão ser observadas no mercado de trabalho e perfil de colaboradores, que incluem novas formas de contratação, dinâmicas e flexibilidade, bem como diferentes formas de avaliação de desempenho e reconhecimento.

Valorização da diversidade

Valorizar a diversidade e promover a inclusão são imperativos éticos que reafirmam a dimensão humana da Companhia e representam, na prática, a Cultura EDP. Neste contexto, um dos principais destaques do ano foi o lançamento oficial do Programa de Inclusão & Diversidade, com criação de estrutura de governança constituída por um Comitê Executivo, um Comitê Nacional e seis Grupos de Afinidade: Equidade de Gênero, Pessoas com Deficiência, Raça, Gerações, LGBTI+ e Culturas & Espiritualidades.

Ao longo de 2019, os Grupos, formados voluntariamente pelos próprios colaboradores, construíram planos de ação para endereçar alguns dos principais desafios de diversidade e inclusão na Companhia. Como desdobramento, foi aprovado um *roadmap* que norteará as ações dos grupos para os próximos anos.

O período também foi marcado pela realização da 1ª Semana da Diversidade, evento que reuniu palestrantes e profissionais do mercado para debater diferentes questões relacionadas ao tema de diversidade e inclusão. De 7 a 11 de outubro, os colaboradores tiveram a oportunidade de participar de uma agenda de ações que aconteceram simultaneamente em oito localidades nos estados do Ceará, Espírito Santo, Rio Grande do Sul, São Paulo e Tocantins. As palestras e debates foram transmitidos ao vivo pela ferramenta de comunicação interna, WorkPlace, o que tornou o conteúdo acessível aos colaboradores de qualquer lugar do Brasil.

Entre os destaques, o painel “Diversidade como diferencial competitivo para o negócio”, que contou com as participações de André Clark, CEO da Siemens, Cristina Palmaka, CEO da SAP, e Miguel Setas, CEO da EDP. Além disso, vale ressaltar a apresentação da Orquestra de Câmara da ECA/USP (OCAM), patrocinada pela EDP, ao lado da Orquestra Mundana Refugi, formada por músicos refugiados de diversos países.

O encerramento da Semana da Diversidade foi marcado pelo anúncio do Presidente Miguel Setas e da Diretora de RH, Fernanda Pires, sobre a adesão da EDP ao Programa Empresa Cidadã (Lei nº 11.770/2008), com extensão da licença-maternidade de 120 para 180 dias e licença-paternidade de 5 para 30 dias – 10 dias a mais do que o previsto pela lei. A adesão reafirmou o compromisso da Companhia com os Princípios de Empoderamento das Mulheres, estabelecidos pela ONU Mulheres.

A EDP Brasil também oficializou a meta de obter 30% de mulheres em seu quadro colaborativo até 2022, seguindo o posicionamento global do Grupo EDP. Ao final de 2019, o número de mulheres correspondia a 22,1% dos colaboradores. A meta corrobora o compromisso da Companhia com o Objetivo de Desenvolvimento Sustentável (ODS) 5: Igualdade de Gênero, um dos nove ODS incorporados à agenda estratégica EDP 2022.
Ressalta-se ainda a valorização dos comportamentos de liderança inclusiva. Em 2019, a Companhia investiu em treinamentos para desenvolver competências relacionadas a diversidade e inclusão, abordando temas como vieses inconscientes, sistema de tomada de decisão, empatia e vulnerabilidades. Participaram destes treinamentos a alta liderança e a diretoria People, Technology and Society.
Para 2020, a expectativa é de expansão dos treinamentos para demais níveis de liderança e multiplicadores, consolidação das ações dos grupos de afinidade e fortalecimento do tema de diversidade na agenda de recrutamento e seleção.

Da porta de entrada à pós-carreira
A atuação da área de Gestão de Pessoas da EDP é pautada em Employee Experience e engloba desde a atração de pessoas até a aposentadoria e pós-carreira.

A Companhia busca atrair colaboradores cujos valores e princípios estejam alinhados aos seus. Além de incentivar a mobilidade interna, em 2019, foi realizado o projeto piloto Recruta E, a fim de promover maior eficiência para o processo de triagem. Com uso de inteligência artificial, o intuito é garantir uma experiência positiva, tanto para os candidatos, quanto para os gestores e uma triagem efetiva. Para 2020, o projeto deverá passar por outros testes com as empresas parceiras, até ser lançado oficialmente.
Os matriculados em cursos de graduação têm como porta de entrada o Programa de Estágio, que contou com mais de 8.664 inscritos em 2019, dos quais 37 foram contratados.

Com relação à aposentadoria e a pós-carreira, há o Programa Planejar a Aposentadoria, cujo foco são três pilares: finanças, bem-estar físico e psicológico e ocupação do tempo. Além disso, as empresas do Grupo EDP patrocinam planos de previdência complementar privada, administrados pela Enerprev Previdência Complementar do Grupo Energias do Brasil. Para saber mais, acesse www.enerprev.com.br.

Desenvolvimento de pessoas
Por meio da Universidade Corporativa EDP, são promovidas iniciativas de capacitação e desenvolvimento aos colaboradores, em linha com a estratégia e o crescimento da Companhia.
Em 2019, a EDP Brasil investiu em multiplicação interna, de forma a capacitar pessoas para promover conhecimento, especialmente sobre as demandas futuras para a Empresa e o setor. Um exemplo é o Programa Imentors, programa que envolve treinamentos em *Design Thinking* e metodologias ágeis, para que colaboradores atuem posteriormente como multiplicadores, além da abertura de turmas para treinamento sobre robotização e automatização de processos pela Universidade EDP em conjunto com a área de Projetos Digitais. Mais informações em Inovação.
São realizados, ao longo do ano, treinamentos presenciais, on-line, workshops e palestras. Nestes, algumas participações são previamente definidas e outras têm inscrições livres. No período, a EDP Brasil investiu R$ 5,34 milhões no desenvolvimento de colaboradores de todas as empresas controladas e não controladas, com 177.676 mil horas de treinamento, uma média de 30 horas por colaborador.
Para 2020, o objetivo é não somente repensar o conteúdo, mas a forma por meio da qual as pessoas aprendem. Nesta linha, a Universidade Corporativa EDP deve passar por uma reformulação.

Avaliação e reconhecimento
Anualmente, os colaboradores são avaliados sobre as Metas com Propósito, com foco no desempenho das equipes e metas compartilhadas, e também sobre as competências estratégicas de acordo com os diferentes níveis de cargos, reuniões de feedback e elaboração de planos de desenvolvimento individuais. **GRI** 404-3

Além do Prêmio Estrela EDP (informações em Destaques do EDP Agility em 2019), lançado neste ano, a Companhia conta com o Prêmio Melhores Líderes, de forma a reconhecer os gestores de destaque no período. Para a Alta Direção, conta desde 2016 com um programa de remuneração variável de incentivo de longo prazo.

SAÚDE E SEGURANÇA

Saúde e bem-estar
Ciente da relevância dos temas de saúde e bem-estar para todos os colaboradores e para a sociedade, em 2019, a EDP Brasil criou, pela primeira vez, uma gerência específica e direcionada para Saúde Ocupacional e Assistencial. Conectada à diretoria de People, Technology and Society, tem o objetivo de consolidar todos os programas da EDP Brasil.

Por meio do programa Conexão Saúde, lançado em 2018, são realizadas uma série de ações que integram a saúde física, mental e o bem-estar no trabalho, promovendo o acolhimento e o acompanhamento da jornada de saúde dos colaboradores e seus dependentes. Entre elas, destacam-se campanhas de saúde, vacinação, acompanhamento da performance das operadoras de saúde médica e dental, subsídio para medicamentos, e checkup executivo.

No intuito de resgatar o modelo do médico de família, há ainda o Dr. Saúde EDP, com foco na prevenção de doenças e não apenas no seu tratamento. Este atendimento é realizado durante uma consulta médica, previamente agendada, com médicos especializados e referenciados, e é disponível para todos os colaboradores e dependentes.

Outro foco são as ações de promoção de maior equilíbrio entre vida pessoal e profissional, consolidadas pelo programa Conciliar, que estimula a adoção de hábitos saudáveis, com o incentivo à prática de esportes, lazer, cultura e qualidade de vida. Essa iniciativa abrange, também, o Programa de Assistência Social, que em 2019 realizou 10,4 mil atendimentos, um aumento de 25% frente ao ano anterior, com atendimentos relacionados à assistência psicológica, previdenciária, jurídica e financeira, tanto para colaboradores, como seus dependentes e ex-colaboradores já aposentados.

Segurança do Trabalho

O ano de 2019 foi de transformação para a Segurança do Trabalho na EDP Espirito Santo. Em parceria com a Dupont, consultoria especializada no tema, empresa consolidou o programa VIVA – A vida sempre em primeiro lugar!
O programa possui 4 vertentes distribuídos em uma bússola, orientando a gestão de segurança: REGRAS e PROCEDIMENTOS – CONSEQUÊNCIAS; VALORES, CRENÇAS E ATITUDADES – PERCEPÇÃO DO MEIO (CONTEXTO). Dentro destas vertentes, foram distribuídas 12 iniciativas para melhorar e reforçar a cultura de segurança da instituição, sendo liderada pela alta liderança da EDP ES.

As 12 iniciativas implementadas foram:

- **Comitês de Segurança**

Estes fóruns estabelecem o processo de governança do tema segurança do trabalho em todos os níveis hierárquicos do grupo. A partir do Comitê Executivo de Segurança, liderado pelo CEO Miguel Setas este fórum desdobrou os Comitês de Segurança para a Vice-Presidência da Distribuição. A partir deste comitê, as reuniões de governança foram desdobradas para as gerências de toda EDP ES e ocorrem de forma periódica.

Estes fóruns são periódicos e a força motriz para a gestão eficaz da Segurança do Trabalho em todas as localidades. Os líderes, em todos os níveis, discutem temas relacionados a segurança, andamento de projetos estratégicos e avaliam tendência de indicadores estratégicos para tomadas de decisões focado no zero acidente.

- **Gestão de Riscos Críticos**

Em 2019 foi concluída o processo de gestão de riscos críticos em toda EDP ES, identificando os perigos e avaliando os riscos em segurança do trabalho, para a aplicação de medidas de controle. A metodologia estabelecida segue as premissas das melhores práticas de mercado, orientada pela ISO31000 – Gerenciamento de Riscos e foi procedimentada, se tornando uma ferramenta importante para a antecipação de riscos e prevenção de acidentes. Este é um tema que obrigatoriamente é monitorado por todas as lideranças no Comitê de Segurança.

- **Investigação e análise de acidentes**

Um dos pontos principais do programa em 2019 foi “aprender com os erros”. Para fortalecermos esta cultura todo o processo de análise e investigação de incidentes foram revisados pela área corporativa de Segurança do Trabalho com o apoio da Consultoria Du Pont, definindo uma metodologia de identificação de causa raiz única para todo o grupo. Os papéis e responsabilidades também foram revisados, tendo a participação desde o CEO e VPs do grupo, demonstrando o comprometimento e apropriação do tema Segurança na EDP.

- **Gestão de Prestadores de Serviço**

Atualmente a EDP ES possui uma média de 3.500 contratados, por este motivo, o fortalecimento da gestão de segurança para os prestadores de serviço se torna sensível. Para isso, o grupo de trabalho desta frente teve como objetivo focar na etapa do processo de contratação, definindo as obrigações das parceiras de negócio, padronizando os requisitos gerais de segurança e saúde ocupacional para as contratadas a serviço da EDP Brasil. Dois produtos foram elaborados e implementados:

I. os requisitos gerais de segurança e saúde ocupacional para as contratadas;
II. e os critérios para gestão de segurança e saúde ocupacional das empresas contratadas.

O final do trabalho foi complementado por um workshop com gestores de contrato para apresentação do trabalho final. Hoje os requisitos já estão em utilização nos novos contratos, auxiliando na melhoria da a gestão de segurança dos parceiros de negócio e o acompanhamento da gestão EDP Brasil.

- **Observação Comportamental**

O programa de observação comportamental veio para fortalecer o conceito de "Liderança Visível e Percebida". O programa iniciou com o treinamento da alta liderança da empresa pela consultoria Du Pont, com o CEO, VPs e Diretores do grupo. O treinamento foi dividido em duas partes, a teórica e prática. A alta liderança da empresa iniciou com o programa, realizando interações com os nossos eletricistas na distribuição, demonstrando a preocupação da segurança de todos os envolvidos nas atividades.

A segunda etapa do programa foi a execução dos treinamentos para toda a liderança da EDP, desde a liderança executiva e a liderança de campo. O impacto positivo que esta ferramenta obteve foi significativa, onde os colaboradores notam a evolução da cultura pelas interações da liderança em campo, demonstrando a preocupação com a segurança.

- **Percepção de risco**

O programa "The Risk Factor" foi outra iniciativa que a consultoria Dupont nos apoiou para implementarmos. O objetivo deste programa é aumentar a percepção de riscos dos colaboradores da EDP e parceiros de negócio. O treinamento instrui em reduzir o nosso limite de aceitação de riscos, por meio de esforços conscientes e deliberados nas ações diárias. O treino de percepção de risco e como as ações do dia-a-dia, que muitas vezes tomamos inconscientes, influenciam no fortalecimento de ações e atitudes seguras, tanto no trabalho quanto na vida pessoal. Outra forma de evolução da cultura de segurança para todos do grupo.

Além dos treinamentos aplicados pela Du Pont, foram selecionados colaboradores com aptidão para se tornarem multiplicadores e treinarmos todos os colaboradores e parceiros de negócio nesta ferramenta de percepção de riscos.

- **Regras que Salvam Vidas**

Por meio de um processo de consulta aos colaboradores, foi realizado uma eleição para decidirmos quais seriam as nossas **Regras que Salvam Vidas**. Estas regras são todas relacionadas aos nossos procedimentos críticos, onde as falhas nas conduções de trabalhos críticos podem causar acidentes graves e/ou fatais. Por este motivo estas são consideradas as Regras que Salvam Vidas e nunca deverão ser violadas. Foram selecionadas 10 Regras que Salvam Vidas para a EDP ES.

- **Parada de Segurança EDP**

Outra iniciativa que teve destaque no ano de 2019 foi a Parada de Segurança EDP. Para reforçar a importância da cultura de segurança na EDP Brasil, a diretoria de Segurança Corporativa organizou no dia 29 de agosto de 2019 uma parada geral no período da manhã para todos os colaboradores e parceiros de negócios. Foi um momento de reflexão com o intuito de elevar a cultura de segurança, chamando todos para uma reflexão e fortalecer o comprometimento cada para o atingimento de um objetivo, SIM O ZERO É POSSÍVEL!!!

Esta ação foi liderada pelo CEO, conduzindo a parada em um de nossos Centro de Serviços de Distribuição no Espírito Santo e os VP e Diretores conduziram nas nossas operações espelhadas pelo Brasil.

Desempenho
Na EDP Espirito Santo no ano de 2019, envolvendo os seus colaboradores próprios foi registrado um acidente com afastamento, a taxa de frequência foi 0,45 e gravidade 4 respectivamente.

Quanto aos prestadores de serviços no mesmo ano, ocorreram uma fatalidade e 6 (seis) acidentes com afastamento, resultando em 1,02 a taxa de frequência e 888 a taxa de gravidade, cuja a metodologia de cálculo adotada atende a NBR 14.280. Com a população os registros de acidentes oriundos do contato com o sistema elétrico de potência, ocorreram um total de 9 (seis) acidentes, sendo 03 fatais, na área de concessão da EDP no estado de Espirito Santo.

Além das ações do programa VIVA, as ações operacionais da área de segurança foram realizadas durante o ano, como: treinamento em requisitos legais a fim de mitigar acidentes, revisão de normativos para melhoria dos processos em campo, intensificado as inspeções de segurança em campo em todos os negócios, verificação do cumprimento legal, treinamentos e simulações de atendimento a emergências, cursos de capacitação promovidos em parceria com a Universidade EDP, análises contínuas de risco e interações com as equipes, de acordo com as atividades exercidas em cada local.

SUSTENTABILIDADE, INOVAÇÃO E RESPONSABILIDADE CORPORATIVA

Voluntariamente, a EDP subscreve iniciativas nacionais e internacionais alinhadas à sua Cultura. Entre elas, destacam-se, por exemplo, o Pacto Global da Organização das Nações Unidas (ONU); o Programa Brasileiro GHG Protocol, ferramenta que gerencia as emissões de gases de efeito estufa e o Carbon Disclosure Project (CDP), relacionado a alterações climáticas.

O Grupo EDP também tem contribuído para o alcance dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da ONU desde 2015. Os esforços estão concentrados em oito dos 17 objetivos, por meio de metas previstas nos Objetivos EDP 2020.
Pelo 14º ano consecutivo, a EDP Espírito Santo contribuiu para manter o reconhecimento da EDP Energias do Brasil no Índice de Sustentabilidade Empresarial no Novo Mercado da B3, que seleciona apenas as empresas com nível elevado de comprometimento com o desenvolvimento sustentável.

Em 2019, o Instituto EDP deu continuidade à sua trajetória de investimento social privado, sendo o coordenador das ações socioambientais junto às comunidades onde o Grupo EDP está presente. Neste ano os programas do Instituto EDP favoreceram diretamente 10.389 pessoas e 31.167 pessoas indiretamente na área de concessão da EDP ES.

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. Foram integradas e substituídas diversas políticas existentes anteriormente e o documento visa assegurar a adequação à Norma ISO14001:2015 e a compatibilidade com os atuais critérios de avaliação de *compliance.*

No período, a EDP aumentou sua contribuição com a meta de atingir 100% de certificação ambiental para seus ativos até 2020 com a aplicação do escopo certificado na EDP ES, passando para 9 subestações e 1 CSD certificados nas normas de meio ambiente, saúde e segurança (ISO 14.001 e OHSAS 18.001, respectivamente).

Na EDP Espírito Santo, há um Convênio de Cooperação Técnica com o Instituto de Defesa Agropecuária e Florestal (IDAF) que viabiliza os serviços de manutenção de faixas de servidão (linhas e redes) em zona rural, além da supressão arbórea para a construção de linhas de distribuição e subestações.

A fim de reduzir os impactos sobre a biodiversidade, são realizadas análises durante o planejamento dos projetos, principalmente no caso de implantação de linhas de grande extensão. Nessas análises são verificadas a presença de unidades de conservação, reservas legais, áreas de preservação permanente e vegetação nativa, com o intuito de propor alternativas locacionais com impactos tendendo a zero ou soluções técnicas e tecnológicas que mitigam tais impactos. Dentre tais soluções, destaca-se a utilização de estruturas mais elevadas que as convencionais e também de Veículos Aéreos Não-Tripulados (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.

Em 2019, a EDP Espírito Santo, em parceria com o Programa Reflorestar do Governo do Estado, participou e apoiou as ações do projeto Mutirão Nacional de Plantio de Árvores, com aderência de mais de 75% dos municípios do Estado Além de ocorrer a distribuição de mudas de árvores nativas da mata atlântica para a população, ocorreu o plantio de árvores que ajudarão na recomposição florestal de margem de rios e recuperação de nascentes.

AUDITORES INDEPENDENTES

Nos termos da Instrução CVM n° 381, de 14 de janeiro de 2003, a Companhia firmou acordo com a KPMG Auditores Independentes (KPMG), para prestação de serviços de auditoria de suas demonstrações contábeis, bem como a revisão de informações contábeis intermediárias relativas ao exercício de 2019.

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

Em 2019, 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 com os Relatórios dos Auditores Independentes emitidos sobre as respectivas Demonstrações Financeiras para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018. 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”).

BALANÇO SOCIAL ANUAL – FORMULÁRIO IBASE

BALANÇO SOCIAL ANUAL | FORMULÁRIO IBASE

EDP Escelsa

1 - Base de Cálculo	2019 (R$ mil)			2018 (R$ mil)		
Receita líquida (RL)			3.834.943,00			3.391.814,00
Resultado operacional (RO)			622.665,00			298.759,00
Folha de pagamento bruta (FPB)			131.787,27			118.637,00
2 - Indicadores Sociais Internos	R$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	R$ mil	% sobre FPB	% sobre RL
Alimentação	15.944,83	12,10%	0,42%	14.160,81	11,94%	0,42%
Encargos sociais compulsórios	28.691,85	21,77%	0,75%	28.088,05	23,68%	0,83%
Previdência privada	4.378,03	3,32%	0,11%	3.896,81	3,28%	0,11%
Saúde	- 121.440,43	-92,15%	-3,17%	11.462,57	9,66%	0,34%
Segurança e saúde no trabalho	686,10	0,52%	0,02%	539,06	0,45%	0,02%
Educação	132,46	0,10%	0,00%	168,41	0,14%	0,00%
Cultura	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Transporte	237,03	0,18%	0,01%	236,12	0,20%	0,01%
Capacitação e desenvolvimento profissional	673,88	0,51%	0,02%	733,95	0,62%	0,02%
Creches ou auxílio-creche	447,88	0,34%	0,01%	377,77	0,32%	0,01%
Participação nos lucros ou resultados	14.543,80	11,04%	0,38%	11.363,51	9,58%	0,34%
Programa de Desligamento Voluntário - PDV	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Outros	766,67	0,58%	0,02%	655,00	0,55%	0,02%
Total - Indicadores sociais internos	- 54.937,90	-41,69%	-1,43%	71.682,06	60,42%	2,11%
3 - Indicadores Sociais Externos	R$ mil	% sobre RO	% sobre RL	R$ mil	% sobre RO	% sobre RL
Educação	123,00	0,02%	0,00%	302,78	0,10%	0,01%
Cultura	931,00	0,15%	0,02%	521,90	0,17%	0,02%
Saúde e saneamento	277,00	0,04%	0,01%	162,20	0,05%	0,00%
Esporte	436,00	0,07%	0,01%	160,60	0,05%	0,00%
Combate à fome e segurança alimentar	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Outros	44,00	0,01%	0,00%	307,45	0,10%	0,01%
Total das contribuições para a sociedade	**1.811,00**	**0,29%**	**0,05%**	**1.454,93**	**0,49%**	**0,04%**
Tributos (excluídos encargos sociais)		0,00%	0,00%		0,00%	0,00%
Total - Indicadores sociais externos	**1.811,00**	**0,29%**	**0,05%**	**1.454,93**	**0,49%**	**0,04%**
4 - Indicadores Ambientais	R$ mil	% sobre RO	% sobre RL	R$ mil	% sobre RO	% sobre RL
Investimentos relacionados com a produção/ operação da empresa	16.346,11	2,63%	0,43%	11.960,98	4,00%	0,35%
Investimentos em programas e/ou projetos externos	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Total dos investimentos em meio ambiente*	16.346,11	2,63%	0,43%	11.960,98	4,00%	0,35%
Quanto 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	■ não possui metas □ cumpre de 0 a 50% □ cumpre de 51 a 75% □ cumpre de 76 a 100%			■ não possui metas □ cumpre de 0 a 50% □ cumpre de 51 a 75% □ cumpre de 76 a 100%		
5 - Indicadores do Corpo Funcional	2019			2018		
Nº de empregados(as) ao final do período	1021			954		
Nº de admissões durante o período	157			79		
Nº de empregados(as) terceirizados(as)	3685			3685		
Nº de estagiários(as)	49			50		
Nº de empregados(as) acima de 45 anos	178			ND		
Nº de mulheres que trabalham na empresa	225			225		
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	14%			18%		
Nº de negros(as) que trabalham na empresa	47			47		
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	2,00%			1,96%		
Nº de pessoas com deficiência ou necessidades especiais	32			28		
6 - Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial	2019			2018		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	26,12			26,06		
Número total de acidentes de trabalho	9			6		
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
Quanto 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
Quanto 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:
	23.173	3.749	5.276	22.310	2.874	4.148
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa:	no Procon:	na Justiça:	na empresa:	no Procon:	na Justiça:
	99,00%	100,00%	30,94%	99,00%	100,00%	36,83%
Valor adicionado total a distribuir (em mil R$):	2.259.213,00			2.431.825,00		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	governo: 65% acionistas: 5% colaboradores: 1% retido: 13% terceiros: 17%			governo: 79% acionistas: 3% colaboradores: 5% retido: 4% terceiros: 9%		
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

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 2019, 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 2020, reviram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

MICHEL NUNES ITKES

Diretor Presidente

JULIO CESAR DE ANDRADE

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

JOÃO MANUEL BRITO MARTINS

Diretor Comercial e Diretor de Distribuição

JOSÉ ROBERTO PASCON

Diretor de Planejamento e Engenharia

DYOGENES ROSI

Diretor de Planejamento Energético

FERNANDO PEIXOTO SALIBA

Diretor de Sustentabilidade

LUIZ FALCONE

Diretor de Regulação

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 2020, reviram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, bem como declaram que nessa mesma data, reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no relatório emitido pela KPMG Auditores Independentes.

MICHEL NUNES ITKES

Diretor Presidente

JULIO CESAR DE ANDRADE

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

JOÃO MANUEL BRITO MARTINS

Diretor Comercial e Diretor de Distribuição

JOSÉ ROBERTO PASCON

Diretor de Planejamento e Engenharia

DYOGENES ROSI

Diretor de Planejamento Energético

FERNANDO PEIXOTO SALIBA

Diretor de Sustentabilidade

LUIZ FALCONE

Diretor de Regulação