



# **EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A.**

Demonstrações Financeiras

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018

EDP São Paulo 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 – 5
Balancos patrimoniais	6
Demonstrações de resultados	7
Demonstrações dos resultados abrangentes	8
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido	9
Demonstrações dos fluxos de caixa	10
Demonstrações do valor adicionado	11
Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras	12 – 52
Relatório da administração	53 – 74
Comentário sobre o Comportamento das Projeções Empresariais	75
Proposta de Orçamento de Capital	76
Outras informações	77
Parecer do Conselho Fiscal	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 São Paulo Distribuidora de Energia S.A.**  
São Paulo - SP

### Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da EDP São Paulo 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 São Paulo 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.



### **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\$236.862 mil, valores a amortizar no período da concessão (intangível) no montante de R\$ 843.093 mil e a valores a receber a título de indenização do Poder Concedente (ativo financeiro indenizável) no montante de R\$ 1.211.586 mil. 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\$ 236.563 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.

#### **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 concluímos 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 SÃO PAULO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.**  
**BALANÇOS PATRIMONIAIS EM**  
 (Em milhares de reais)



	<u>Nota</u>	<u>31/12/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
<b>ATIVO</b>			
<b>Circulante</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	5	422.018	151.754
Consumidores e concessionárias	6	1.054.696	1.040.969
Ativos financeiros setoriais	7	95.384	261.319
Imposto de renda e Contribuição social a compensar	8	11.129	69.036
Outros tributos compensáveis	8	341.307	19.164
Cauções e depósitos vinculados	11	229	286
Outros créditos	12	76.653	59.433
<b>Total do Ativo Circulante</b>		<u>2.001.416</u>	<u>1.601.961</u>
<b>Não circulante</b>			
Consumidores e concessionárias	6	7.663	18.965
Ativos financeiros setoriais	7	54.492	67.977
Ativos da concessão	13.3	236.862	207.320
Ativo financeiro indenizável	13.1	1.211.586	916.218
Outros tributos compensáveis	8	804.547	101.548
Imposto de renda e Contribuição social diferidos	9	192.500	152.580
Cauções e depósitos vinculados	11	114.847	112.202
Outros créditos	12	12.288	13.179
		<u>2.634.785</u>	<u>1.589.989</u>
Propriedades para investimentos		1.161	1.355
Imobilizado	12.5	33.198	22
Intangível	13.2	843.093	845.458
		<u>877.452</u>	<u>846.835</u>
<b>Total do Ativo Não circulante</b>		<u>3.512.237</u>	<u>2.436.824</u>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>		<u><b>5.513.653</b></u>	<u><b>4.038.785</b></u>
<b>PASSIVO</b>			
<b>Circulante</b>			
Fornecedores	14	579.263	497.035
Imposto de renda e Contribuição social a recolher	8	4.345	4.804
Outros tributos a recolher	8	186.199	196.351
Dividendos	15	83.061	56.350
Debêntures	16	176.855	49.504
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17	84.297	405.304
Benefícios pós-emprego	18	8.580	7.702
Encargos setoriais	19	31.764	63.155
Provisões	20	6.313	6.953
Passivos financeiros setoriais	7		1.122
Outras contas a pagar	12	105.451	82.364
<b>Total do Passivo Circulante</b>		<u>1.266.128</u>	<u>1.370.644</u>
<b>Não circulante</b>			
Outros tributos a recolher	8	181.905	202.059
PIS e COFINS diferidos	9	813	566
Debêntures	16	654.885	606.615
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17	533.791	295.830
Benefícios pós-emprego	18	150.978	53.994
Encargos setoriais	19	2.427	7.058
Provisões	20	182.924	153.888
Passivos financeiros setoriais	7	1.247.873	126.333
Outras contas a pagar	12	48.441	24.389
<b>Total do Passivo Não circulante</b>		<u>3.004.037</u>	<u>1.470.732</u>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>			
Capital social	21.1	596.669	596.669
Reservas de capital	21.3	77.687	77.687
Reservas de lucros	21.3	734.168	621.181
Outros resultados abrangentes	21.4	(165.036)	(98.128)
<b>Total do Patrimônio líquido</b>		<u>1.243.488</u>	<u>1.197.409</u>
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMONIO LIQUIDO</b>		<u><b>5.513.653</b></u>	<u><b>4.038.785</b></u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

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



	<u>Nota</u>	<u>2019</u>	<u>2018</u>
<b>Receitas</b>	22	4.403.520	4.189.086
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>	23		
Custo com energia elétrica		(2.932.478)	(2.931.600)
Custo de operação		(372.540)	(351.751)
Custo do serviço prestado a terceiros		(329.177)	(318.918)
		<u>(3.634.195)</u>	<u>(3.602.269)</u>
<b>Lucro bruto</b>		<u>769.325</u>	<u>586.817</u>
<b>Despesas e Receitas operacionais</b>	23		
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD		(57.114)	(35.089)
Despesas gerais e administrativas		(156.326)	(152.418)
Outras despesas		(62.058)	(59.262)
		<u>(275.498)</u>	<u>(246.769)</u>
<b>Lucro antes do resultado financeiro e tributos</b>		<u>493.827</u>	<u>340.048</u>
<b>Resultado financeiro</b>	24		
Receitas financeiras		336.613	128.990
Despesas financeiras		(399.020)	(180.888)
		<u>(62.407)</u>	<u>(51.898)</u>
<b>Lucro antes dos tributos sobre o Lucro</b>		<u>431.420</u>	<u>288.150</u>
<b>Tributos sobre o lucro</b>	25		
Imposto de renda e contribuição social correntes		(93.769)	(75.836)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		5.452	1.179
		<u>(88.317)</u>	<u>(74.657)</u>
<b>Lucro líquido do exercício</b>		<u><b>343.103</b></u>	<u><b>213.493</b></u>
<b>Resultado por ação atribuível aos acionistas</b>	26		
Resultado básico/ diluído por ação (reais/ações)			
ON		0,00878	0,00546

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

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



	<b>2019</b>	<b>2018</b>
<b>Lucro líquido do exercício</b>	343.103	213.493
<b>Outros resultados abrangentes</b>		
<b>Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado</b>		
Perdas atuariais - Benefícios pós-emprego	(101.376)	(41.100)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	34.468	13.974
	(66.908)	(27.126)
<b>Resultado abrangente do exercício</b>	<b>276.195</b>	<b>186.367</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.



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



	<b>Nota</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
<b>Fluxo de caixa das atividades operacionais</b>			
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro		431.420	288.150
<b>Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais</b>			
PIS e COFINS diferidos		247	562
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD		57.114	35.089
Valor justo do ativo financeiro indenizável		(135.811)	(28.324)
Depreciações e amortizações		116.726	100.126
Ganhos e perdas na alienação/desativação de bens e direitos		(1.547)	39.308
Ativos e passivos financeiros setoriais		223.641	(11.745)
Fornecedores - atualização monetária - Energia livre		3.455	3.473
Encargos de dívidas e variações monetárias sobre empréstimos, financiamentos, debêntures e derivativos		108.632	96.856
Arrendamentos e aluguéis - atualização monetária e AVP		3.607	
Provisão para plano de benefícios pós-emprego		3.859	(72)
Provisões (reversões) e atualizações monetárias cíveis, fiscais e trabalhistas		45.453	38.573
Ajuste a valor presente		(571)	(2.722)
Encargos setoriais - provisão e atualização monetária		32.931	17.220
Cauções e depósitos vinculados a litígios - atualização monetária		(5.317)	(12.139)
Impostos e contribuições sociais - atualização monetária		(224.097)	9.094
		<u>659.742</u>	<u>573.449</u>
<b>(Aumento) diminuição de ativos operacionais</b>			
Consumidores e concessionárias		(58.968)	(264.087)
Ativos financeiros setoriais		221.090	(73.971)
Imposto de renda e contribuição social a compensar		422.054	177.956
Outros tributos compensáveis		(1.025.142)	78.851
Cauções e depósitos vinculados		2.729	(8.378)
Outros ativos operacionais		(17.815)	(4.748)
		<u>(456.052)</u>	<u>(94.377)</u>
<b>Aumento (diminuição) de passivos operacionais</b>			
Fornecedores		78.773	(81.445)
Passivos financeiros setoriais		855.107	(45.885)
Imposto de renda e contribuição social a recolher		(110.121)	(87.336)
Outros tributos a recolher		(30.306)	16.934
Benefícios pós-emprego		(7.373)	(6.727)
Encargos setoriais		(68.953)	(42.399)
Provisões		(20.826)	(16.831)
Ressarcimento por Indisponibilidade - Adomp		(1.944)	
Outros passivos operacionais		43.606	8.456
		<u>737.963</u>	<u>(255.233)</u>
<b>Caixa proveniente das atividades operacionais</b>		<u><b>941.653</b></u>	<u><b>223.839</b></u>
Imposto de renda e contribuição social pagos		(126.435)	(30.906)
<b>Caixa líquido proveniente das atividades operacionais</b>		<u><b>815.218</b></u>	<u><b>192.933</b></u>
<b>Fluxo de caixa das atividades de investimento</b>			
Adições aos Ativos da concessão		(325.807)	(304.958)
Adições ao Imobilizado e Intangível			
<b>Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento</b>		<u><b>(325.807)</b></u>	<u><b>(304.958)</b></u>
<b>Fluxo de caixa das atividades de financiamento</b>			
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(192.874)	(55.780)
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures		525.641	564.598
Amortização do principal de empréstimos, financiamentos, derivativos e debêntures		(454.043)	(317.696)
Pagamentos de encargos de dívidas líquido de derivativos		(90.821)	(60.258)
Pagamentos do principal e de juros de arrendamentos		(7.050)	
<b>Caixa líquido (aplicado nas) proveniente das atividades de financiamento</b>	28.1	<u><b>(219.147)</b></u>	<u><b>130.864</b></u>
<b>Aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa</b>		<u><b>270.264</b></u>	<u><b>18.839</b></u>
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício		422.018	151.754
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		151.754	132.915
		<u><b>270.264</b></u>	<u><b>18.839</b></u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

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



	<b>2019</b>	<b>2018</b>
<b>Geração do valor adicionado</b>	<b>6.626.513</b>	<b>7.153.097</b>
Receita operacional	6.208.317	6.834.746
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD	(57.114)	(35.089)
Receita de construção	328.973	318.683
Atualização do Ativo financeiro indenizável	135.811	28.324
Outras receitas	10.526	6.433
<b>(-) Insumos adquiridos de terceiros</b>	<b>(3.865.296)</b>	<b>(3.861.960)</b>
Custos da energia comprada	(2.694.254)	(2.679.648)
Encargos de uso da rede elétrica	(521.853)	(549.152)
Materiais	(18.099)	(17.470)
Serviços de terceiros	(176.425)	(183.341)
Custo com construção da infraestrutura	(328.973)	(318.683)
Outros custos operacionais	(125.692)	(113.666)
<b>Valor adicionado bruto</b>	<b>2.761.217</b>	<b>3.291.137</b>
<b>Retenções</b>		
Depreciações e amortizações	(125.067)	(107.077)
<b>Valor adicionado líquido produzido</b>	<b>2.636.150</b>	<b>3.184.060</b>
<b>Valor adicionado recebido em transferência</b>		
Receitas financeiras	345.184	137.034
<b>Valor adicionado total a distribuir</b>	<b>2.981.334</b>	<b>3.321.094</b>
<b>Distribuição do valor adicionado</b>		
Pessoal		
Remuneração direta	103.388	94.646
Benefícios	48.496	43.909
FGTS	6.316	7.967
Impostos, taxas e contribuições		
Federais	556.419	1.341.841
Estaduais	1.510.958	1.421.254
Municipais	7.736	5.086
Remuneração de capitais de terceiros		
Juros	402.186	184.286
Aluguéis	2.732	8.612
Remuneração de capital próprio		
Juros sobre capital próprio	70.208	66.294
Dividendos	23.384	
	<b>2.731.823</b>	<b>3.173.895</b>
Lucros retidos	249.511	147.199
	<b>2.981.334</b>	<b>3.321.094</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

## 1 Contexto operacional

A EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A. (Companhia ou EDP São Paulo), 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 São Paulo - SP. A Companhia detém o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica nº 202/98 - ANEEL, pelo prazo de 30 anos, válidos até outubro de 2028 e atua em 28 municípios do Estado de São Paulo, especificamente nas regiões do Alto do Tietê, Vale do Paraíba e Litoral Norte. 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 da apresentação da Demonstração do Valor Adicionado - DVA, preparada de acordo com o CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações financeiras.

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

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

A Diretoria da Companhia autorizou a emissão das demonstrações financeiras em 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 benefício definido que são reconhecidos a valor justo, com limitação de reconhecimento do superávit atuarial, conforme 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 (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, conseqüentemente, 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. 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
<b>Ativo</b>				
Imobilizado	12.5	22	14.659	14.681
<b>Passivo</b>				
Outras contas a pagar (Circulante)	12.5	82.364	7.603	89.967
Outras contas a pagar (Não circulante)	12.5	24.389	7.056	31.445

Os efeitos desta adoção estão reconhecidos nas notas de Outros créditos - Ativo e Outras contas a pagar – Passivo (Nota 12), 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; e (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.

## Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018  
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



### 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 de 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 aqueles 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	jan/21	27.000	100,3% do CDI	Contratos de mútuo (*)
10ª Emissão de Debêntures	abr/19	mar/24	200.000	106,9% do CDI	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro
5ª Emissão de Notas Promissórias	jul/19	jul/24	300.000	106,58% do CDI	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro
			527.000		

(\*) 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 5ª Revisão Tarifária Periódica

Em 22 de outubro de 2019 a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, em reunião pública ordinária da diretoria ocorrida naquela data, aprovou a 5ª Revisão Tarifária Periódica, aplicada a partir de 23 de outubro de 2019.

Em relação à tarifa praticada, o efeito médio percebido pelos consumidores é de -5,53%, sendo -3,53% o efeito médio para os consumidores atendidos em alta e média tensão e -6,34% o efeito médio para os consumidores atendidos em baixa tensão.

No processo de Revisão Tarifária Periódica, que se dá a cada quatro 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 e (ii) os custos anuais de ativos. 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 atualizados com base na variação de preços verificada nos doze meses anteriores e projeção para os doze meses subsequentes.

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": 0,96%; "T": -0,00%; "Q": -0,08%.

Na composição dos custos gerenciáveis, destacam-se os seguintes componentes: Remuneração do Capital e Quota de Reintegração Regulatória, derivados da Base de Remuneração Regulatória homologada. A Base de Remuneração Bruta é de R\$4,280 bilhões e a Base de Remuneração Líquida é de R\$2,423 bilhões, 29% e 45% superiores respectivamente à última revisão.

O índice regulatório definido pela ANEEL para as Perdas Técnicas para o próximo ciclo é de 4,06%, sobre a energia injetada. Já as Perdas Não Técnicas em baixa tensão, a trajetória regulatória atingirá o patamar de 7,86% em 2023, considerando o valor definido no primeiro ano de 8,57%.

A partir deste resultado, o Ativo Financeiro Indenizável foi ajustado em R\$99.335 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 ajuste dos itens financeiros reconhecido pela ANEEL neste processo foi positivo em R\$357.611, referente à diferença entre os custos não gerenciáveis homologados (energia, transporte e encargos) e os efetivamente incorridos pela Companhia no período tarifário de 2018 a 2019 e a previsão dos custos futuros.

### 4.3 Exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS

Em 10 de dezembro de 2019 foi deferido pelo Tribunal Regional Federal da 3ª Região, decisão favorável em processo judicial no qual foi reconhecido o direito à não inclusão dos 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\$1.018.635 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 Companhia aguarda habilitação dos créditos pela Receita Federal para posteriormente compensá-los com tributos correntes e aguarda ainda definição do órgão regulador acerca do modelo de repasse aos consumidores.

**5 Caixa e equivalentes de caixa**

	Nota	31/12/2019	31/12/2018
Bancos conta movimento		217.204	101.619
Aplicações financeiras			
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	5.1	204.593	50.013
Fundos de investimento	5.2	221	122
		<u>204.814</u>	<u>50.135</u>
Total		<u>422.018</u>	<u>151.754</u>

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 à 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 90,00% e 100,00% 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

	Nota	Valores Correntes					PECLD (Nota 6.3)	Valores Renegociados				Saldo líquido em 31/12/2019	Saldo líquido em 31/12/2018	
		A Vencer		Vencidos				A Vencer		Vencidos				
		Até 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias		Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias			
<b>Circulante</b>														
Consumidores														
Fornecimento faturado														
Residencial		154.801	143.081	25.349	36.551	109.167	(120.120)	7.791	9.714	6.035	35.795	(35.456)	372.708	359.479
Industrial		88.325	23.826	2.055	6.207	18.408	(29.375)	2.323	1.592	946	4.850	(3.686)	115.471	164.442
Comércio, serviços e outras atividades		99.055	38.292	8.268	12.128	30.701	(35.655)	2.698	3.297	1.556	7.913	(8.605)	159.648	150.950
Rural		9.735	1.012	169	175	559	(561)	198	27	20	37	(47)	11.324	12.388
Poder público														
Federal		4.550	103	17	53	131		2			26		4.882	8.777
Estadual		4.039	424	14	27	60		3	2		19		4.588	4.759
Municipal		7.431	4.052	927	616	256		2.208	7.054	447	1.814		24.805	15.613
Iluminação pública		10.912	4.550	1.993	793	1.946		380	1.783	245	6.366		28.968	26.967
Serviço público		20.590	1.474	223	44	735		273	886	9	313		24.547	20.163
Serviços cobráveis		923	560	207	489	1.605	(1.511)						2.273	1.972
Fornecimento não faturado		236.563					(1.497)						235.066	288.877
(-) Arrecadação em processo de reclassificação		(4.503)											(4.503)	(76.450)
Outros créditos		483	9	43	25	545							1.105	992
		<u>632.904</u>	<u>217.383</u>	<u>39.265</u>	<u>57.108</u>	<u>164.113</u>	<u>(188.719)</u>	<u>15.876</u>	<u>24.355</u>	<u>9.258</u>	<u>57.133</u>	<u>(47.794)</u>	<u>980.882</u>	<u>978.929</u>
Concessionárias														
Suprimento de energia elétrica	6.2	27.690	559			69		507					28.825	3.427
Energia de curto prazo	22.1	3.419											3.419	18.079
Encargos de uso da rede elétrica		2.002	164	90	1.318	3	(110)						3.467	3.147
Outros créditos		38.103											38.103	37.387
		<u>71.214</u>	<u>723</u>	<u>90</u>	<u>1.318</u>	<u>72</u>	<u>(110)</u>	<u>507</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>73.814</u>	<u>62.040</u>
<b>Total Circulante</b>		<u>704.118</u>	<u>218.106</u>	<u>39.355</u>	<u>58.426</u>	<u>164.185</u>	<u>(188.829)</u>	<u>16.383</u>	<u>24.355</u>	<u>9.258</u>	<u>57.133</u>	<u>(47.794)</u>	<u>1.054.696</u>	<u>1.040.969</u>

	Nota	Correntes a vencer		Renegociados a Vencer	Renegociada a Vencida	PECLD (Nota 6.3)	Saldo líquido em 31/12/2019	Saldo líquido em 31/12/2018
		Mais de 360 dias	PECLD (Nota 6.3)	Mais de 360 dias	Mais de 360 dias			
<b>Não circulante</b>								
Consumidores								
Fornecimento faturado								
Residencial				3.931		(2.453)	1.478	2.986
Industrial		4.290	(2.520)	1.115		(81)	2.804	3.718
Comércio, serviços e outras atividades		18	(18)	3.873		(2.984)	889	268
Rural				1			1	1
Poder público								
Federal				1.443			1.443	-
Municipal							-	10.011
Iluminação pública				329			329	1.832
(-) Ajuste a valor presente	6.1				(190)		(190)	(761)
		<u>4.308</u>	<u>(2.538)</u>	<u>10.692</u>	<u>(190)</u>	<u>(5.518)</u>	<u>6.754</u>	<u>18.055</u>
Concessionárias								
Outros créditos		1.028	(119)				909	910
		<u>1.028</u>	<u>(119)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>909</u>	<u>910</u>
<b>Total Não circulante</b>		<u>5.336</u>	<u>(2.657)</u>	<u>10.692</u>	<u>(190)</u>	<u>(5.518)</u>	<u>7.663</u>	<u>18.965</u>

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\$571 (R\$2.722 em 2018) (Nota 24).

#### 6.2 Suprimento de energia elétrica

O aumento decorre das negociações realizadas pelo mecanismo de Venda de Excedentes – MVE, que teve início em 2018 pela CCEE, sistema de negociação de energia por submercado e tipo de energia (convencional/especial) entre distribuidores e agentes de geração, consumidores livres, especiais, comercializadores e autoprodutores.

#### 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.

	PECLD esperada				Saldo em 31/12/2019
	Saldo em 31/12/2018	Ao longo da vida	Revisão de risco (*)	Resultado de perdas	
<b>Consumidores</b>					
Residencial	(104.139)	(39.369)	(2.665)	(11.856)	(158.029)
Industrial	(24.283)	(9.673)	(1.257)	(449)	(35.662)
Comércio, serviços e outras atividades	(33.459)	(10.958)	511	(3.356)	(47.262)
Rural	(476)	(196)	88	(24)	(608)
Poder público	(1.945)		2.772	(827)	-
Iluminação pública	(2.762)		3.074	(312)	-
Serviço Público	(56)		105	(49)	-
Serviços Cobráveis	(638)		(873)		(1.511)
Não faturado	(2.701)	1.204			(1.497)
	<u>(170.459)</u>	<u>(58.992)</u>	<u>1.755</u>	<u>(16.873)</u>	<u>(244.569)</u>
<b>Concessionárias</b>	(249)		20		(229)
Total	<u>(170.708)</u>	<u>(58.992)</u>	<u>1.775</u>	<u>(16.873)</u>	<u>(244.798)</u>
Circulante	(162.918)				(236.623)
Não circulante	(7.790)				(8.175)
Total	<u>(170.708)</u>				<u>(244.798)</u>

(\*) 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			
<b>Consumidores</b>						
Residencial	0,83%	n/a	26,69%	n/a	1,17%	n/a
Industrial	1,30%	0,43%	29,15%	37,39%	1,93%	0,75%
Comércio, Serviços e Outras Atividades	0,61%	0,40%	17,92%	n/a	0,89%	0,50%
Rural	0,28%	0,02%	20,67%	n/a	0,51%	n/a
Poder Público	n/a	n/a	n/a	n/a	0,73%	0,38%
Iluminação Pública	n/a	n/a	n/a	n/a	1,54%	n/a
Serviço Público	n/a	n/a	n/a	n/a	0,11%	n/a

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

Notas explicativas  
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018  
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



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 constituição	Circulante	Não circulante	Valores em amortização		Valores em constituição				Indetermina-do (**)
										IRT (*) 2019	IRT (*) 2020	IRT (*) 2021	IRT (*) 2022	IRT (*) 2023		
<b>CVA</b>																
Compra de energia (ii)	365.842	(85.561)	(249.253)	19.189	50.217	26.526	23.691	41.606	8.611	26.526	65.963	(42.272)				
Custo da Energia de Itaipu (iii)	147.285	104.463	(112.579)	7.088	146.257	94.697	51.560	107.587	38.670	94.697	51.560					
PROINFA	5.699	13.786	(7.484)	732	12.733	14.841	(2.108)	14.314	(1.581)	14.841	(2.108)					
Transporte Rede Básica (iv)	13.078	43.679	(30.571)	606	26.792	3.346	23.446	9.207	17.585	3.346	23.446					
Transporte de Energia - Itaipu	13.268	5.885	(11.804)	571	7.920	5.358	2.562	5.999	1.921	5.358	2.562					
Encargos de Serviço do Sistema - ESS / Encargos de Energia de Reserva - EER	(206.771)	(68.931)	170.753	(10.290)	(115.239)	(78.359)	(36.880)	(87.579)	(27.660)	(78.359)	(36.880)					
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	88.203	(44.568)	(53.506)	3.192	(6.679)	34.290	(40.969)	24.048	(30.727)	34.290	(40.969)					
	426.604	(31.247)	(294.444)	21.088	122.001	100.699	21.302	115.182	6.819	100.699	63.574	(42.272)	-	-	-	-
<b>Itens financeiros</b>																
Sobrecontratação de energia	3.973	4.232	(7.386)	51	870	(6.921)	7.791	(4.974)	5.844	(6.921)	7.791					
Neutralidade da Parcela A	(11.937)	(8.037)	19.266	(279)	(987)	208	(1.195)	24	(1.011)	208	(1.195)					
Ultrapassagem de demanda e Excedente de reativos	(157.601)	(43.613)	9.318	(17.770)	(209.666)	(39.385)	(170.281)	(39.385)	(170.281)	(39.385)	(170.281)	(77.217)	(46.532)	(46.532)		
Outros	(58.077)	23.022	32.707	3.231	883	16.963	(16.080)	17.000	(16.117)	16.963	148	(16.228)				
	(223.642)	(24.396)	53.905	(14.767)	(208.900)	(29.135)	(179.765)	(27.335)	(181.565)	(29.135)	6.744	(93.445)	(46.532)	(46.532)		-
<b>PIS e COFINS</b>																
PIS/ COFINS Nota Técnica nº 115/04	(1.121)		8.658		7.537		7.537	7.537			7.537					
Exclusão do ICMS da base de PIS e COFINS	-	(788.673)		(229.962)	(1.018.635)		(1.018.635)		(1.018.635)							(1.018.635)
	(1.121)	(788.673)	8.658	(229.962)	(1.011.098)	-	(1.011.098)	7.537	(1.018.635)	-	7.537	-	-	-	-	(1,018.635)
<b>Total</b>	<b>201.841</b>	<b>(844.316)</b>	<b>(231.881)</b>	<b>(223.641)</b>	<b>(1.097.997)</b>	<b>71.564</b>	<b>(1.169.561)</b>	<b>95.384</b>	<b>(1.193.381)</b>	<b>71.564</b>	<b>77.855</b>	<b>(135.717)</b>	<b>(46.532)</b>	<b>(46.532)</b>	<b>(1.018.635)</b>	
Ativo Circulante	261.319				95.384			95.384								
Ativo Não Circulante	67.977				54.492				54.492							
Passivo Circulante	1.122															
Passivo Não Circulante	126.333				1.247.873				1.247.873							

(\*) IRT - Índice de Reposicionamento Tarifário

(\*\*) Aguarda habilitação dos créditos e posterior 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 23 de outubro.

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\$201.841, sendo que o total de passivos setoriais líquido dos ativos em 31 de dezembro de 2019 soma um valor de R\$1.097.997. A variação negativa no período no montante de R\$1.299.838 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\$231.881 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) Custo da energia de Itaipu: O custo de energia elétrica de Itaipu é valorado de acordo com o câmbio do dólar e no processo tarifário de 2019 da Companhia foi considerada uma premissa de R\$4,12, sendo que os valores verificados nos meses seguintes foram levemente superiores, contribuindo dessa forma para a formação de um déficit tarifário. Além disso, outro fator que justifica a variação decorre do fato de que o processo de cálculo dos ativos e passivos setoriais de energia utiliza como referência a Tarifa Média de Cobertura (TMC), uma média ponderada de todos os contratos de energia, que foi definida no processo tarifário de 2019 em R\$206,10/MWh. No entanto, a energia de Itaipu definida no processo tarifário de 2019 é da ordem de R\$290,00/MWh, considerando-se o Risco Hidrológico, o que consequentemente gerará um déficit tarifário para este item isoladamente.

(iv) Transporte Rede Básica: No processo tarifário de 2018 e 2019, os custos de transmissão de energia elétrica considerados na tarifa de repasse nos processos tarifário, devem ser baseados no valor da vigente até o momento do processo tarifário após que foi inferior ao valor realizado.

(v) Neutralidade da Parcela A: Refere-se à neutralidade dos Encargos Setoriais em que as variações do faturamento de receita em decorrência do crescimento ou redução do mercado são repassados ao consumidor, neutralizando dessa forma as distribuidoras de impactos positivos ou negativos, das rubricas dos Encargos Setoriais. No período em análise houve um crescimento de mercado da EDP São Paulo com relação ao mercado de referência do processo tarifário de 2019, ocasionando dessa forma uma maior arrecadação dos Encargos Setoriais, que serão repassadas aos consumidores no processo tarifário de 2020.

## 8 Imposto de renda, Contribuição social e Outros tributos

	Nota	Saldo em 31/12/2018	Adição	Atualização monetária	Adiantamentos / Pagamentos	Compensação de tributos	Reclassificação	Transferência	Saldo em 31/12/2019
<b>Ativos compensáveis</b>									
Imposto de renda e contribuição social a compensar	8.1	69.036	-	10.827	118.667	(99.432)	-	(87.969)	11.129
Total Circulante		69.036	-	10.827	118.667	(99.432)	-	(87.969)	11.129
<b>Outros tributos compensáveis</b>									
ICMS	8.2	108.500	25.960	-	1.334	-	-	(15.350)	120.444
PIS e COFINS	4.3	3.022	1.089.847	229.996	-	(563)	-	(301.180)	1.021.122
IRRF sobre aplicações financeiras		7.281	2.263	-	-	-	-	(6.859)	2.685
IR/CS retidos sobre faturamento		683	1.536	-	-	-	-	(1.970)	249
Outros		1.226	-	340	115	(327)	-	-	1.354
Total		120.712	1.119.606	230.336	1.449	(890)	-	(325.359)	1.145.854
Circulante		19.164	-	-	-	-	-	-	341.307
Não circulante		101.548	-	-	-	-	-	-	804.547
<b>Passivos a recolher</b>									
Imposto de renda e contribuição social a recolher		4.804	93.769	3	(7.768)	-	-	(86.463)	4.345
Total Circulante		4.804	93.769	3	(7.768)	-	-	(86.463)	4.345
<b>Outros tributos a recolher</b>									
ICMS	8.3	131.202	1.505.664	-	(1.499.627)	-	-	(15.353)	121.886
PIS e COFINS		26.579	631.779	-	(242.755)	(90.051)	-	(301.501)	24.051
Tributos sobre serviços prestados por terceiros		2.013	10.973	69	(9.863)	-	(6)	-	3.186
IRRF sobre juros s/ capital próprio	8.4	9.944	10.531	-	-	(9.944)	-	-	10.531
Parcelamentos	8.5	222.137	-	11.632	(20.683)	-	-	(10.011)	203.075
Encargos com pessoal		5.977	1.726	-	(2.826)	-	-	-	4.877
Outros		558	1.644	-	(1.383)	(327)	6	-	498
Total		398.410	2.162.317	11.701	(1.777.137)	(100.322)	-	(326.865)	368.104
Circulante		196.351	-	-	-	-	-	-	186.199
Não circulante		202.059	-	-	-	-	-	-	181.905

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 sobre este recálculo, a Companhia apurou um crédito de R\$291.620, sendo totalmente compensado durante o primeiro semestre de 2019.

### 8.2 ICMS - Ativos Compensáveis

Do saldo a compensar de R\$120.444 (R\$108.500 em 31 de dezembro de 2018), R\$6.654 (R\$6.951 em 31 de dezembro de 2018) são Circulante e R\$113.790 (R\$101.549 em 31 de dezembro de 2018) são Não circulante. Do montante total, R\$120.420 (R\$108.466 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 2018 de R\$9.944 refere-se ao JSCP deliberado no exercício de 2018 liquidado em janeiro de 2019. Já o saldo em 31 de dezembro de 2019 de R\$10.531 refere-se ao JSCP deliberado no exercício de 2019 a ser liquidado em janeiro de 2020.

### 8.5 Parcelamentos

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\$1.764, atualizáveis mensalmente pela SELIC acrescidas de 1%.

Segue abaixo os montantes e a relação dos tributos parcelados:

	Principal	Multa	Juros	Total de Parcelamento
PIS	17.387	3.477	4.264	25.128
COFINS	69.951	13.990	17.790	101.731
CSLL	43.826	8.765	10.819	63.410
IRPJ/ IRRF	111.999	22.400	27.090	161.489
	243.163	48.632	59.963	351.758
Redução Programa PERT				(57.829)
Total				293.929

### 8.5.1 Movimentação do parcelamento

	PERT
Valor de adesão	293.929
Diferença REFIS/PERT	(10.011)
Pagamento	(111.643)
Atualização	30.800
Saldo em 31 de dezembro de 2019	203.075

## 9 Tributos diferidos

Nota	Ativo		Passivo	
	Não circulante		Não circulante	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
PIS e COFINS			813	566
Imposto de renda e contribuição social	9.1	192.500	152.580	
<b>Total</b>		<b>192.500</b>	<b>152.580</b>	<b>813</b>

### 9.1 Imposto de renda e contribuição social

São registrados sobre 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

Nota	Ativo Não circulante		Passivo Não circulante		Resultado		Patrimônio líquido	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018	2019	2018	2019	2018
<b>Diferenças Temporárias</b>								
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD		86.740			43.898	28.023		14.613
Benefício pós-emprego	54.226	20.967			(1.209)	11.653		
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	80.558	73.198			7.360	7.292		
Consumidores - ajuste a valor presente	64	1.354			(1.290)	170		
Valor justo do Ativo Financeiro Indenizável - ICPC 01 (R1)			113.021	66.845	(46.176)	(9.629)		
Benefícios pós-emprego - PSAP	9.1.1.1	(85.018)	(50.550)			(13.974)		
Benefício pós-emprego - Outros resultados abrangentes	9.1.1.1	85.018	50.550				34.468	13.974
Outras		1.384	(8.081)	8.166	7.762	9.061	(16.080)	
<b>Total diferenças temporárias</b>		<b>266.870</b>	<b>174.178</b>	<b>121.187</b>	<b>74.607</b>	<b>11.644</b>	<b>7.455</b>	<b>34.468</b>
<b>Crédito fiscal do ágio incorporado</b>	9.1.1.2	<b>46.817</b>	<b>53.009</b>			(6.192)	(6.276)	
<b>Total bruto</b>		<b>313.687</b>	<b>227.187</b>	<b>121.187</b>	<b>74.607</b>	<b>5.452</b>	<b>1.179</b>	<b>34.468</b>
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos		(121.187)	(74.607)	(121.187)	(74.607)			
<b>Total</b>		<b>192.500</b>	<b>152.580</b>	<b>-</b>	<b>-</b>			

#### 9.1.1.1 Provisão para Déficit Previdenciário - PSAP

O crédito fiscal advindo da Provisão para Déficit Previdenciário - PSAP, refere-se à parcela de benefícios excedente aos ativos relativos aos planos previdenciários do tipo Benefício definido, cuja provisão, em 31 de dezembro de 2001, foi efetuada em contrapartida ao Patrimônio líquido, dedutível por ocasião dos pagamentos mensais, com expectativa de finalização no exercício de 2028 (Nota 18.1.1.9).

#### 9.1.1.2 Crédito fiscal do ágio incorporado

O crédito fiscal do ágio é proveniente da incorporação, ocorrida no exercício de 2002, da parcela cindida da anterior controladora Enerpaulo - Energia Paulista Ltda., quando a mesma, na aquisição de ações da EDP São Paulo, contabilizou ágio pago, de acordo com as instruções CVM nºs 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\$5.852 até o ano de 2027 (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	Total Não circulante
114.208	59.901	58.802	31.878	31.815	17.083	313.687

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:

Notas explicativas  
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018  
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



	Relacionamento	Preço praticado (R\$/MWh)	Duração	Ativo		Passivo				Receitas (Despesas)					
				Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante		Operacionais		Financeiras	
				31/12/2019	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
<b>Consumidores e concessionárias (Nota 6)</b>															
<b>Ressarcimento por insuficiência de geração</b>															
Porto do Pecém	Controle Comum		27/08/2008 a 31/12/2026	2.168	2.168							(7)	(3.844)		
<b>Suprimento de energia elétrica</b>															
EDP Comercializadora	Controle Comum		01/02/2019 a 31/12/2019	11.001								44.938			
Lajeado	Controle Comum		01/02/2019 a 31/12/2019	4.049								43.631			
				17.218	2.168	-	-	-	-	-	-	88.562	(3.844)	-	-
<b>Fornecedores (Nota 14)</b>															
<b>Suprimento de energia elétrica</b>															
Porto do Pecém	Controle Comum	Parcela fixa (*) + Custo variável	27/08/2008 a 31/12/2026					8.678	3.375			(44.573)	(51.056)		
Energest	Controle Comum	239,43	01/01/2008 a 31/12/2037					34	30			(290)	(277)		
Investco	Controle Comum	199,16	01/08/2002 a 15/12/2032					172	167			(2.322)	(2.140)		
Investco	Controle Comum	199,16	01/08/2005 a 15/12/2032					5	5			(72)	(66)		
Lajeado	Controle Comum	237,37	01/01/2008 a 31/12/2037					3	2			(25)	(24)		
Lajeado	Controle Comum	239,43	01/01/2009 a 31/12/2038					13	12			(114)	(109)		
Lajeado	Controle Comum	222,98	01/01/2009 a 31/12/2038					43	38			(373)	(356)		
Santa Fé	Controle Comum (**)	246,68	01/01/2009 a 31/12/2018										(577)		
ECE Participações	Controle Comum (***)	165,63	01/01/2015 a 31/12/2044						870			(7.741)	(8.101)		
CEJA	Controle Comum	170,42	01/01/2015 a 31/12/2044					993				(745)			
<b>Uso do sistema de transmissão</b>															
Investco	Controle Comum		01/08/2005 a 15/12/2032					20	18			(240)	(230)		
EDP Transmissão	Controle Comum		09/02/2019 a 10/02/2047					30				(286)			
				-	-	-	-	9.991	4.517	-	-	(56.781)	(62.936)	-	-
<b>Outros créditos e Outras contas a pagar (Nota 12)</b>															
<b>Convênio de arrecadação</b>															
EDP GRID	Controle Comum		12/09/2014 a 30/06/2023					313	99						
EDP Solução	Controle Comum		04/01/2019 a 31/12/2023					43							
<b>Alienação de materiais</b>															
EDP Espírito Santo	Controle Comum		30/09/2019				63								
<b>Contrato de Compartilhamento de Recursos Humanos (a)</b>															
EDP - Energias do Brasil	Controladora		01/01/2019 a 31/12/2019			2.167				394		(432)	1.559		
EDP Comercializadora	Controle Comum		01/08/2018 a 31/12/2021			26						226			
Porto do Pecém	Controle Comum		01/01/2018 a 31/12/2022			7						7			
<b>Compartilhamento dos serviços de infraestrutura (b)</b>															
EDP - Energias do Brasil	Controladora		01/01/2015 a 31/12/2019							216	267	(3.232)	(3.239)		
<b>Opções de ações outorgadas da controladora (Nota 10.2.1)</b>															
EDP - Energias do Brasil	Controladora		15/06/2016 a 18/06/2023							1.303	707	(596)	(420)		
<b>Contrato de Compartilhamento de Atividades de Backoffice (c)</b>															
EDP - Energias do Brasil	Controladora		01/01/2019 a 31/12/2019				1.092			1.987		(4.996)	(4.129)		
<b>Compartilhamento da plataforma NEWEB (d)</b>															
EDP Portugal	Controladora Indireta		01/01/2019 a 31/12/2019					789	583						
<b>Reembolso de prêmio de seguro</b>															
EDP - Energias do Brasil	Controladora		31/03/2019									525			
Investco	Controle Comum		31/03/2019									7			
				-	-	2.200	1.155	1.145	682	3.900	974	(8.491)	(6.229)	-	-
<b>Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas</b>															
<b>Contratos de mútuo - 103% do CDI</b>															
EDP - Energias do Brasil	Controladora		29/03/2017 a 28/03/2019											(439)	(747)
				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(439)	(747)
				17.218	2.168	2.200	1.155	11.136	5.199	3.900	974	23.290	(73.009)	(439)	(747)

(\*) A parcela fixa é de R\$2.480 por mês.

(\*\*) A Santa Fé foi alienada em 21 de dezembro de 2018 e consequentemente, a partir desta data, não mais faz 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 nº 2.430, a ANEEL anuiu o pedido e estipulou a vigência de 48 meses a partir da data da publicação do Despacho, entretanto, a Companhia foi autorizada a realizar o compartilhamento somente a partir de agosto de 2015. Em 16 de setembro de 2015, a EDP Espírito Santo solicitou à ANEEL anuência para os Termos de Quitação e Outras Avenças, objetivando aprovar os pagamentos referentes ao período de janeiro a julho, dos Contratos de Cessão de Espaço e Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura, uma vez que foram anuídos sem retroatividade. O pedido foi anuído pela ANEEL em 25 de abril de 2016, por meio do Despacho nº 987/16.

Adicionalmente, em agosto de 2019 foi publicada a anuência da ANEEL, através do Despacho nº 2.636/2019, celebrando contrato de compartilhamento de espaço e serviços de infraestrutura entre a EDP Energias do Brasil e partes relacionadas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, Energest, EDP Transmissão, EDP Transmissão Aliança SC, EDP Transmissão MA I, EDP Transmissão MA II e EDP Transmissão SP-MG, com vigência de 29 meses, utilizando-se do critério regulatório previsto na Resolução Normativa nº699/16.

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 e Porto do Pecém. Com a alienação da Santa Fé e da EDP PCH em dezembro de 2018, a partir de 2019 as mesmas encontram-se excluídas do compartilhamento.

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

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.

**(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 maio de 2016, julho de 2017, junho de 2018 e junho de 2019, a controladora EDP - Energias do Brasil instituiu, respectivamente, o primeiro, o segundo, o terceiro e 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\$596 (R\$420 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 de cada 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)	2.935	41	2.976	2.810	35	2.845
Benefícios de curto prazo (b)	240		240	220		220
Benefícios - Previdência Privada	113		113	153		153
<b>Total</b>	<b>3.288</b>	<b>41</b>	<b>3.329</b>	<b>3.183</b>	<b>35</b>	<b>3.218</b>

(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\$161. 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	
	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária
Número de membros	1,00	6,00	1,00	6,00
Valor da maior remuneração individual	41	943	35	885
Valor da menor remuneração individual	41	168	35	158
Valor médio da remuneração individual	41	548	35	530

**11 Cauções e depósitos vinculados**

	Nota	Saldo em 31/12/2018	Adição	Atualização	Resgate	Baixa	Saldo em 31/12/2019
Depósitos judiciais	20	112.054	7.709	5.317	(9.616)	(787)	114.677
Outros cauções		434	127.540	88	(127.663)		399
<b>Total</b>		<b>112.488</b>	<b>135.249</b>	<b>5.405</b>	<b>(137.279)</b>	<b>(787)</b>	<b>115.076</b>
Circulante		286					229
Não circulante		112.202					114.847
<b>Total</b>		<b>112.488</b>					<b>115.076</b>

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

	Nota	Circulante		Não circulante	
		31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Outros créditos - Ativo					
Adiantamentos			969	2.085	
Descontos tarifários	12.1		14.458	21.288	
Bandeiras tarifárias - CCRBT				327	
Modicidade tarifária - baixa renda	12.2			8.055	8.055
Benefícios pós-emprego				2	2
Bens destinados à alienação/desativação			5.409	3.288	
Serviços em curso			1.006	863	
Serviços prestados a terceiros			38.153	18.091	
Compartilhamento/Serviços entre partes relacionadas	10			2.200	1.155
Estoques	12.3		12.297	9.463	
Outros			4.361	4.028	2.031
<b>Total</b>			<b>76.653</b>	<b>59.433</b>	<b>12.288</b>
Outras contas a pagar - Passivo					
Adiantamentos recebidos - alienação de bens e direitos			462	1.036	
Contribuição de iluminação pública	12.4		6.316	5.879	
Credores diversos - consumidores e concessionárias			31.540	29.224	
Folha de pagamento			2.094	2.200	
Modicidade tarifária - baixa renda	12.2		481	487	9.810
Cessão de créditos de ICMS			330	2.672	
Arrecadação de terceiros a repassar			8.012	7.582	
Compartilhamento/Serviços entre partes relacionadas	10		1.145	682	3.900
Arrendamentos e aluguéis	12.5		14.176		23.070
Obrigações sociais e trabalhistas	12.6		30.803	26.013	
Reserva para reversão e amortização	12.7		1.944	1.944	11.661
Adiantamento de descontos tarifários	12.1		4.045		
Outros			4.103	4.645	
<b>Total</b>			<b>105.451</b>	<b>82.364</b>	<b>48.441</b>

**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 da seguinte Resolução Homologatória:

Resolução Homologatória	Competências	Valor mensal
ANEEL nº 2.469/18	Out/18 a Set/19	12.695
ANEEL nº 2.629/19	Out/19 a Set/20	8.663

Segue abaixo a composição dos descontos tarifários:

	Saldo em 31/12/2018	Descontos tarifários	Ressarcimen- to	Saldo em 31/12/2019
Subsídio Baixa Renda	4.957	17.839	(18.385)	4.411
Subsídio Carga Fonte Incentivada - Res. nº 77/04	11.493	87.388	(103.983)	(5.102)
Subsídio Geração Fonte Incentivada - Res. nº 77/04	699	692	(668)	723
Subsídio Rural	4.916	10.205	(10.899)	4.222
Subsídio Irrigante/Aquicultor - Res. nº 207/06	(17)	244	(352)	(125)
Subsídio Água/Esgoto/Saneamento - Despacho nº 3.629/11	2.093	18.916	(16.324)	4.685
Subsídio Distribuição - TUSD fio B	(2.853)	3.794	658	1.599
<b>Total</b>	<b>21.288</b>	<b>139.078</b>	<b>(149.953)</b>	<b>10.413</b>

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

	Saldo em 31/12/2019
Parcela mensal	19.718
Parcela de ajustes homologados (RH nº 3.332, de 29 de novembro de 2019)	(13.150)
Parcela de ajustes a homologar	(566)
Saldo subsídio baixa renda	4.411
	<u>10.413</u>

A variação do exercício decorre substancialmente pelo subsídio Carga Fonte Incentivada estabelecida pela Resolução nº 77/2004 recebido pela Companhia ter sido estimado pela ANEEL em montante superior ao efetivamente realizado.

## 12.2 Modicidade tarifária - baixa renda

Atendendo ao Termo de Notificação nº 1.091/05, pelo qual a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - ARSESP, determinou a correção de critérios de cadastramento dos equipamentos de medição instalados em unidades consumidoras residenciais, alterando de bifásicas para monofásicas com efeito retroativo ao ano de 2002, a Companhia, nos períodos de 2008 e 2010, efetuou a revisão dos faturamentos na condição de residencial Baixa Renda, referente a valores a devolver aos consumidores faturados originalmente sem o respectivo desconto da tarifa social.

A restituição aos consumidores passou a ser efetuada a partir do faturamento de março de 2009, tendo sido restituído até 31 de dezembro de 2019 o montante de R\$19.464 (R\$19.458 em 31 de dezembro de 2018). O saldo a restituir aos consumidores em 31 de dezembro de 2019, de unidades consumidoras ativas e inativas, é de R\$10.291 (R\$10.297 em 31 de dezembro de 2018).

Como as restituições são realizadas mediante compensação nos faturamentos mensais, para os casos de unidades consumidoras inativas, são exigidas medidas da Companhia com vistas a identificar a nova localização do cliente para efetuar a devolução.

Adicionalmente, a regulamentação prevê o direito da Companhia em reaver esses ressarcimentos aos consumidores, a título de subvenção econômica, líquidos dos referidos impostos e deduções previstas.

A Companhia possui um saldo a receber em 31 de dezembro de 2019 de R\$8.055 (R\$8.055 em 31 de dezembro de 2018), que se realizará à medida em que as devoluções aos consumidores forem efetuadas bem como validadas pela ARSESP e homologadas pela ANEEL.

## 12.3 Estoques

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

O saldo de estoques refere-se aos materiais utilizados na operação e manutenção da prestação dos serviços. Os materiais utilizados na construção da infraestrutura da concessão estão classificados nos Ativos da concessão (Nota 13.3) pelo montante, em 31 de dezembro de 2019, de R\$22.199 (R\$22.110 em 31 de dezembro de 2018).

## 12.4 Contribuição de iluminação pública

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

## 12.5 Arrendamentos e aluguéis

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:

Passivos de arrendamento	Saldo em 31/12/2018	Adoção inicial CPC 06 (R2)	Adições	Ajuste para remensuraçã o (adições)	Pagamentos	Juros e Atualização Monetária	Transferên- cias	AVP	Baixas	Reversão	Saldo em 31/12/2019
<b>Circulante</b>											
Edifícios	-	4.525	79	-	(5.815)	1.017	10.938	149	-	-	10.893
Equipamentos de informática	-	1.027	-	-	(404)	61	329	-	(1.013)	-	-
Veículos	-	2.051	686	835	(831)	195	327	20	-	-	3.283
<b>Total Circulante</b>	-	7.603	765	835	(7.050)	1.273	11.594	169	(1.013)	-	14.176
<b>Não circulante</b>											
Edifícios	-	5.523	25.443	-	-	1.807	(10.938)	260	-	-	22.095
Equipamentos de informática	-	326	-	-	-	3	(329)	-	-	-	-
Veículos	-	1.207	-	-	-	65	(327)	30	-	-	975
<b>Total Não circulante</b>	-	7.056	25.443	-	-	1.875	(11.594)	290	-	-	23.070
<b>Total</b>	-	14.659	26.208	835	(7.050)	3.148	-	459	(1.013)	-	37.246

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	
	Valor	Taxas (%)	Valor	Taxas (%)
<b>Circulante</b>				
2020	9.876	7,87%	3.088	8,93%
2021				
Juros embutidos	1.017		195	
<b>Total</b>	<u>10.893</u>		<u>3.283</u>	
<b>Não Circulante</b>				
2021	5.022	8,51%	436	8,93%
2022	2.737	9,16%	474	9,58%
2023	2.228	9,81%		
2024	1.809	9,99%		
2025	1.465	10,18%		
2025 até 2037	7.079	10,37%		
Juros embutidos	1.755		65	
<b>Total</b>	<u>22.095</u>		<u>975</u>	

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	56.107	37.246
PIS/COFINS potencial (9,25%)	(5.190)	(3.445)

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\$33.198, R\$31.763 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	5,57	35.570	(6.543)	29.027
Equipamentos de informática	100,00	859	(859)	-
Veículos	43,72	4.779	(2.043)	2.736
Total Ativos de direito de uso		41.208	(9.445)	31.763

• **Edificações, obras civis e benfeitorias:** referem-se, substancialmente, aos contratos de aluguel relativos: (i) à sede da Companhia localizada em São Paulo; e (ii) às lojas de atendimento presencial aos consumidores localizadas nos municípios do Estado de São Paulo 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	Adoção inicial	Ingressos	Depreciações	Baixas	Reversão	Valor líquido em
	31/12/2018	CPC 06 (R2)					31/12/2019
Ativos de direito de uso							
Edificações, obras civis e benfeitorias	-	10.048	25.522	(6.543)			29.027
Equipamentos de informática	-	1.353		(859)	(494)		-
Veículos	-	3.258	1.521	(2.043)			2.736
Total Ativos de direito de uso	-	14.659	27.043	(9.445)	(494)	-	31.763

## 12.6 Obrigações sociais e trabalhistas

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

## 12.7 Reserva para reversão e amortização

Refere-se a recursos derivados da Reserva para reversão e amortização, constituída até 31 de dezembro de 1971 nos termos do regulamento do Serviço Público de Energia Elétrica - SPEE (Decreto Federal nº 41.019/57), aplicado pela Companhia na expansão do SPEE. Sobre o fundo para reversão, são cobrados juros de 5% a.a. sobre o valor da reserva, pagos mensalmente. A amortização do principal aguardava determinações do Poder Concedente.

O Decreto Lei nº 9.022/17 determinou que as Concessionárias, que possuíam recursos correspondentes ao fundo de reversão, deveriam amortizar integralmente seus débitos até 31 de dezembro de 2026, junto à CCEE.

As amortizações foram iniciadas em janeiro de 2018 e o montante relativo ao principal e juros, das próximas 12 parcelas, foram transferidos do não circulante para o circulante.

## 13 Ativo financeiro indenizável, Ativos da concessão e Intangível

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

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

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

• Modelo do ativo financeiro

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

• Modelo do ativo intangível

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

• Modelo bifurcado

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

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

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

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

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

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

### 13.1 Ativo financeiro indenizável

A Companhia apresenta saldo no ativo não circulante referente a crédito a receber do Poder Concedente ao final da concessão, a título de indenização pelos investimentos efetuados e não recuperados por meio da prestação de serviços outorgados, originados da bifurcação requerida pelo ICPC 01 (R1). Estes ativos financeiros são avaliados a valor justo com base no Valor Novo de Reposição - VNR dos ativos vinculados à concessão, revisado a cada quatro 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	Transferên- cias dos Ativo da concessão (Nota 13.3)	Valor justo (Nota 4.2)	Baixas	Reclassifi- cação	Saldo em 31/12/2019
Ativo financeiro indenizável	916.218	164.306	135.811	(6.105)	1.356	1.211.586
	916.218	164.306	135.811	(6.105)	1.356	1.211.586

### 13.2 Intangível

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

#### 13.2.1 Composição

Nota	31/12/2019				31/12/2018				
	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								
Em serviço		4,51	2.423.440	(1.580.347)	843.093	4,59	2.356.588	(1.511.130)	845.458
Atividades não vinculadas à concessão									
Ágio na Incorporação de sociedade controladora	13.2.1.2	4,00	460.584	(322.888)	137.696	4,00	460.584	(304.677)	155.907
(-) Provisão para manutenção de dividendos	13.2.1.2	4,00	(460.584)	322.888	(137.696)	4,00	(460.584)	304.677	(155.907)
			2.423.440	(1.580.347)	843.093		2.356.588	(1.511.130)	845.458

#### 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	27.397	21.654
Máquinas e equipamentos	507.266	471.880
Veículos	16.487	14.417
Móveis e utensílios	3.433	3.340
Outros	181.862	156.333
Total	736.445	667.624

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 9.1.1.2).

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	Tranf. Dos				Valor líquido
	31/12/2018	Ativos da concessão (Nota 13.3)	Amortizações	Baixas	Reclassificação	31/12/2019
Intangível em serviço						
Direito de concessão - Infraestrutura	845.458	140.881	(115.117)	(24.860)	(3.269)	843.093
Total	845.458	140.881	(115.117)	(24.860)	(3.269)	843.093

### 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 exercício 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	Transf. para	o Ativo	Adições	Juros	Reclassifi-	Valor líquido em
	31/12/2018	o Intangível (Nota 13.2.2)	financeiro indenizável	(Nota 13.3.1)	capitalizados	cação	31/12/2019
Ativos da concessão	207.320	(140.881)	(164.306)	325.807	3.166	5.756	236.862
Total Não circulante	207.320	(140.881)	(164.306)	325.807	3.166	5.756	236.862

### 13.3.1 Adições

Do total de ingressos: (i) 32% foram destinados à instalação de sistemas de medição, expansão de linhas, subestações e redes de distribuição para ligação de novos clientes; (ii) 29% 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) 26% foram investidos em telecomunicações, informática e outras atividades, tais como infraestrutura e projetos comerciais; e (iv) 13% foram investidos em combate à perdas.

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

	31/12/2019	31/12/2018
BRR Homologada em 30 de abril de 2019 (20 de outubro de 2015) (*)	2.348.174	1.667.444
BAR Homologada em 30 de abril de 2019 (20 de outubro de 2015) (*)	74.891	75.105
Movimentações de base	(124.854)	(247.045)
Investimento Incremental	118.019	826.357
<b>Bases Regulatórias</b>	<b>2.416.230</b>	<b>2.321.861</b>
Ativo financeiro indenizável	1.211.586	916.218
Intangível em serviço	843.093	-
<b>Total do Balanço patrimonial</b>	<b>2.054.679</b>	<b>916.218</b>
<b>VNR do Intangível não registrado</b>	<b>361.551</b>	<b>1.405.643</b>

O montante de R\$361.551 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 30 de abril de 2019, cuja Nota Técnica 192/2019 foi emitida pela ANEEL em 09 de outubro de 2019, está atualizada até 31 de dezembro de 2019.

### 14 Fornecedores

	Nota	Circulante	
		31/12/2019	31/12/2018
Suprimento de energia elétrica (i)	14.1	269.047	251.073
Energia livre	14.2	61.371	57.916
Encargos de uso da rede elétrica		60.810	54.104
Operações CCEE	14.3	109.141	22.921
Materiais e serviços	14.4	78.894	111.021
Total		579.263	497.035

(i) O valor total de garantias de compras de energia é de R\$79.198 em 31 de dezembro de 2019 (R\$139.661 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 termoeletrônico pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, que aumenta o pagamento da parcela variável dos contratos de produção de energia por disponibilidade.

#### 14.2 Energia livre

A Energia livre refere-se a valores a pagar a geradoras de energia elétrica referente as perdas ocorridas no período de racionamento de energia entre junho de 2001 e 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 à 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 - ABRADDEE, 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 de 2019 o valor de R\$3.455 (R\$3.473 em 2018) em contrapartida a despesa financeira.

#### 14.3 Operações CCEE

O saldo refere-se às transações de energia e de encargos comercializados no âmbito da CCEE. O saldo em 31 de dezembro de 2019 de R\$109.141, corresponde integralmente às liquidações dos meses de novembro e dezembro de 2019 impactadas pelo déficit de energia no período analisado.

#### 14.4 Materiais e serviços

A variação no exercício deve-se, substancialmente, aos fornecedores relacionados aos investimentos da infraestrutura da concessão que a Companhia vem realizando, foi bastante expressivo no decorrer do exercício de 2018 (Nota 13.3.1).

#### 15 Dividendos

Os dividendos e os Juros sobre o capital próprio - JSCP são reconhecidos como passivo nas seguintes ocasiões: (i) JSCP imputados aos dividendos: quando aprovados pelo Conselho de Administração; (ii) dividendos mínimos obrigatórios: quando do encerramento do exercício, conforme previsto no estatuto social da Companhia, eventualmente deduzidos do JSCP já 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\$10.675 como Constituição de Reserva Legal; (ii) R\$66.294 como JSCP, sendo R\$56.350 líquido de imposto de renda; e (iii) R\$136.524 como dividendos. Dos montantes deliberados para distribuição aos acionistas, já haviam sido contabilizados em 31 de dezembro de 2018 o valor relativo ao JSCP, de modo que a diferença de R\$136.524 foi complementada na referida data como dividendos adicionais. O JSCP foi integralmente pago em 27 de agosto de 2019 e os dividendos adicionais foram pagos integralmente aos acionistas em 22 de novembro de 2019.

##### JSCP

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\$70.208, sendo R\$59.677 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:

Passivo	31/12/2018	Dividendos			Paga- mentos	31/12/2019
		Complemen- tares	Adicionais	JSCP		
EDP - Energias do Brasil	56.350	23.384	136.524	59.677	(192.874)	83.061
	56.350	23.384	136.524	59.677	(192.874)	83.061

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



**16 Debêntures**  
**16.1 Composição do saldo de Debêntures**

Agente fiduciário	Tipo de emissão	Quantidade de títulos	Valor nominal unitário	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	31/12/2019				31/12/2018			
										Encargos		Principal		Encargos		Principal	
										Circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Circulante	Não circulante	Total
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 476/09	300	1.000	300.000	5ª emissão em 30/04/2014	30/04/2014 a 30/04/2019	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	CDI + 1,39% a.a.	Principal semestral a partir de abril/2017 e juros semestral					447	36.001		36.448
(-) Custos de emissão				(2.413)		30/04/2014 a 30/04/2019			Amortização mensal						(41)		(41)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 476/09	15.000	10	150.000	7ª emissão em 07/04/2017	07/04/2017 a 07/04/2022	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro.	108,75% do CDI a.a.	Principal semestral a partir de abril/2020 e juros semestral	2.476	60.001	90.000	152.477	2.266		150.000	152.266
(-) Custos de emissão				(1.052)		07/04/2017 a 07/04/2022			Amortização mensal		(196)	(139)	(335)			(600)	(600)
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Instrução CVM nº 476/09	20.000	10	200.000	8ª 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	5.171	100.000	100.000	205.171	5.958		200.000	205.958
(-) Custos de emissão				(1.183)		20/12/2017 a 20/01/2021			Amortização mensal		(250)	(13)	(263)			(742)	(742)
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 476/09	260.000	1	260.000	9ª emissão em 15/08/2018	15/08/2018 a 15/08/2025	Expansão, renovação e melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica	IPCA + 5,91%	Principal anual a partir de agosto/2023 e juros semestral	7.001		268.834	275.835	4.873		261.637	266.510
(-) Custos de emissão				(3.948)		15/08/2018 a 15/08/2025			Amortização mensal			(3.069)	(3.069)			(3.680)	(3.680)
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 476/09	200.000	1	200.000	10ª emissão em 30/03/2019	09/04/2019 a 30/03/2024	Refinanciar e alongar o prazo média da dívida e capital de giro	106,60% do CDI a.a.	Principal em parcela única no vencimento e juros semestral	2.652		200.000	202.652				-
(-) Custos de emissão				(728)		09/04/2019 a 30/03/2024			Amortização mensal			(728)	(728)				-
<b>Total</b>										<b>17.300</b>	<b>159.555</b>	<b>654.885</b>	<b>831.740</b>	<b>13.544</b>	<b>35.960</b>	<b>606.615</b>	<b>656.119</b>

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

	Saldo em 31/12/2018	Ingressos	Pagamentos	Juros provisiona- dos	Transferên- cias	Amortização do custo de transação	Saldo em 31/12/2019
<b>Circulante</b>							
Principal	36.001		(36.000)		160.000		160.001
Juros	13.544		(45.697)	49.453			17.300
Custo de transação	(41)				(1.925)	1.520	(446)
	49.504	-	(81.697)	49.453	158.075	1.520	176.855
<b>Não circulante</b>							
Principal	611.637	200.000		7.197	(160.000)		658.834
Custo de transação	(5.022)	(852)			1.925		(3.949)
	606.615	199.148	-	7.197	(158.075)	-	654.885

## 16.3 Vencimento das parcelas

<b>Circulante</b>	
2020	176.855
	<u>176.855</u>
<b>Não circulante</b>	
2021	68.269
2022	55.290
2023	119.001
2024	310.412
2025	101.913
	<u>654.885</u>
Total	<u>831.740</u>

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) Decretação de falência da Emissora, pedido de recuperação judicial ou extrajudicial ou autofalência formulado pela Emissora;
- (ii) 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; e
- (iii) Perda da concessão para distribuição de energia elétrica.

• Específicas para a 5ª emissão:

- (i) Descumprimento, pela Emissora, de qualquer obrigação pecuniária referente ao principal e/ou à Remuneração das Debêntures, não sanada em 5 dias úteis contados do recebimento, pela Emissora, de notificação para pagamento enviada pelo Agente Fiduciário;
- (ii) Protesto cambiário contra a Emissora que não tenha sido contestado de má fé em valor individual igual ou superior a R\$75.000 e/ou não sanado em 30 dias, contados da sua intimação;
- (iii) Recebimento de notificação, pela Emissora, de sentença final transitada em julgado de natureza condenatória em ação judicial cujo valor, individualmente, seja superior a R\$75.000, desde que tal sentença possa colocar em risco o fiel cumprimento das obrigações assumidas pela Emissora;
- (iv) Descumprimento pela Emissora da manutenção do índice financeiro de relação Dívida Bruta/EBITDA ajustado, não superior a 3,5 na data de apuração, que é 31 de dezembro de cada ano;
- (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 7ª, 8ª e 9ª emissão:

- (i) 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;
- (ii) 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;
- (iii) 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;
- (iv) 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;
- (v) Descumprimento pela Emissora da manutenção do índice financeiro de relação Dívida Líquida/EBITDA ajustado, não superior a 3,5 na data de apuração, que é 31 de dezembro de cada ano;
- (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 elidido pela Emissora no prazo legal; e
- (viii) 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.

• Específica para a 8ª, 9ª e 10ª emissão:

- (i) Transformação da Emissora em sociedade limitada.

Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia encontra-se em pleno atendimento de todas as cláusulas restritivas previstas nos contratos de debêntures.

**Notas explicativas**  
**Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018**  
**(Em milhares de reais, exceto quando indicado)**



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

Moeda nacional	Valor contratado	Data da contratação	Valor liberado	Vigência do contrato	Finalidade	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2019					31/12/2018					
										Encargos		Principal			Encargos		Principal			
										Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total	
Banco Citibank - Cédula de Câmbio	150.000	29/05/2015	150.000	29/05/2015 a 29/05/2019	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	Divida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado semestralmente, em Junho e Dezembro.	85% do CDI + 1,19% a.a.	Principal anual a partir de maio/2018 e Juros trimestrais	Nota Promissória	-	-	-	-	-	476	-	75.000	-	-	75.476
Eletrobras LPT - ECFS 184/07	12.359	25/06/2007	11.015	30/11/2009 a 30/10/2019	Programa Luz para Todos		5% a.a. + 1% a.a. (tx.adm.)	Principal e Juros mensais	a. Notas Promissórias; b. Garantias em recebíveis.	-	-	-	-	-	-	-	1.095	-	-	1.095
BNDES - BB/CALC	200.369	29/01/2009	141.271	17/02/2010 a 17/06/2019	Programas de investimentos nos segmentos de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica.	Divida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) 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.	-	-	-	-	-	9	-	2.434	-	-	2.443
BNDES - FINEM / Nº 14.2.1238.1	296.785	28/12/2014	253.733	28/12/2014 a 16/12/2024	Programa de investimentos de 2013 a 2015	Divida bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	TJLP a TJLP + 3,05% a.a.; IPCA + TR(i) + 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.	2.613	-	42.915	97.975	143.503	3.890	-	41.061	139.226	184.177	
(-) Custo de transação		28/12/2014	(1.134)	28/12/2014 a 16/12/2024													(195)	(421)	(616)	
Notas Promissórias (4ª Emissão)	130.000	19/07/2017	130.000	19/07/2017 a 19/07/2019	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	Divida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	107,5% do CDI	Principal e Juros em parcela única no final		-	-	-	-	-	14.304	-	130.000	-	-	144.304
(-) Custo de transação		19/07/2017	(90)	19/07/2017 a 19/07/2019						-	-	-	-	-	-	-	(23)	-	-	(23)
Notas Promissórias (5ª Emissão)	300.000	19/07/2019	300.000	19/07/2019 a 17/07/2024	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro.	Divida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	106,58% do CDI	Principal e Juros em parcela única no final		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Custo de transação		19/07/2019	(507)	19/07/2019 a 17/07/2024						-	-	(457)	(457)	-	-	-	-	-	-	-
BNDES - FINEM / Nº 17.2.0295.1	399.733	05/09/2017	158.600	05/09/2017 a 15/06/2025	Programa de investimentos no triênio de 2016 a 2019	Divida 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 do saldo devedor; b. Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil.	13.226	-	26.347	130.077	169.650	970	5.830	8.746	153.151	168.697	
(-) Custo de transação		05/09/2017	(3.498)	05/09/2017 a 15/06/2025						-	-	(626)	(1.332)	(1.958)	-	-	(709)	(1.956)	(2.665)	
Banco ABC - Cédula de Crédito Bancário	90.000	07/11/2018	90.000	07/11/2018 a 05/05/2019	Capital de Giro		CDI + 0,95% a.a.	Principal e Juros em parcela única no final		-	-	-	-	-	924	-	90.000	-	-	90.924
(-) Custo de transação		07/11/2018	(674)	07/11/2018 a 05/02/2019						-	-	-	-	-	-	-	(338)	-	-	(338)
<b>Moeda estrangeira (Nota 17.4)</b>										<b>15.839</b>	<b>7.771</b>	<b>68.458</b>	<b>526.020</b>	<b>618.088</b>	<b>20.573</b>	<b>5.830</b>	<b>347.071</b>	<b>290.000</b>	<b>663.474</b>	
Banco Citibank - Cédula de Crédito Bancário	USD 20.259	04/09/2015	USD 20.259	04/09/2015 a 04/09/2019	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	Divida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado semestralmente em Junho e Dezembro.	Libor 3M + 1,84% a.a.	Principal anual a partir de setembro/2018 e Juros trimestrais	Nota Promissória	-	-	-	-	-	158	-	39.658	-	-	39.816
<b>Derivativos (Nota 17.4)</b>										<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>39.658</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>39.816</b>
Banco Citibank		04/09/2015		04/09/2015 a 04/09/2019	Hedge frente ao financiamento do Banco Citibank		Swap de variação cambial e de Libor 3M + 1,84% a.a. para CDI + 1,20% a.a.	Conforme fluxo de amortização de principal e juros da dívida protegida.		-	-	-	-	-	40	-	(2.196)	-	-	(2.156)
<b>Total</b>										<b>15.839</b>	<b>7.771</b>	<b>68.458</b>	<b>526.020</b>	<b>618.088</b>	<b>20.771</b>	<b>5.830</b>	<b>384.533</b>	<b>290.000</b>	<b>701.134</b>	

(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); e  
(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 empréstimo em moeda estrangeira e o respectivo Swap estão mensurados a valor justo por meio de resalto. O valor total referente as garantias dos empréstimos e financiamentos mencionados acima é de R\$313.153 em 31 de dezembro de 2019 (R\$469.955 em 31 de dezembro de 2018).

## 17.2 Movimentação dos empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

	Saldo em 31/12/2018	Ingressos	Pagamentos / Recebimentos	Juros provisio- nados	Transferên- cias	Ajuste a valor de mercado	Varição monetária e cambial	Saldo em 31/12/2019
<b>Circulante</b>								
Principal	387.994	27.000	(418.043)		68.894	(407)	3.824	69.262
Juros	20.731		(49.334)	35.274	8.783		385	15.839
Custo de transação	(1.265)				(852)		1.313	(804)
Swap	(2.156)		4.210	480		446	(2.980)	-
	<u>405.304</u>	<u>27.000</u>	<u>(463.167)</u>	<u>35.754</u>	<u>76.825</u>	<u>39</u>	<u>2.542</u>	<u>84.297</u>
<b>Não circulante</b>								
Principal	292.377	300.000			(68.894)		4.569	528.052
Juros	5.830			10.548	(8.783)		176	7.771
Custo de transação	(2.377)	(507)			852			(2.032)
	<u>295.830</u>	<u>299.493</u>	<u>-</u>	<u>10.548</u>	<u>(76.825)</u>	<u>-</u>	<u>4.745</u>	<u>533.791</u>

## 17.3 Vencimento das parcelas

Vencimento	Nacional
<b>Circulante</b>	
2020	84.297
	<u>84.297</u>
<b>Não circulante</b>	
2021	76.087
2022	61.924
2023	38.477
2024 até 2025	357.303
	<u>533.791</u>
Total	<u>618.088</u>

## 17.4 Liquidação do Empréstimo em moeda estrangeira

Em 04 de setembro de 2019 a Companhia liquidou o empréstimo em moeda estrangeira e seu respectivo derivativo junto ao Banco Citibank (Nota 15) pelo montante de R\$142.748, resultando um ganho de swap no montante de R\$2.456 (Nota 27.1.3).

## 18 Benefícios pós-emprego

A Companhia mantém atualmente planos de suplementação de aposentadoria e pensão em favor dos colaboradores e ex-colaboradores.

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

A Companhia reconhece as obrigações dos planos de benefício definido se o valor presente da obrigação, na data da demonstração financeira, é maior que o valor justo dos ativos do plano. Os ganhos e perdas atuariais gerados por ajustes e alterações nas premissas atuariais dos planos de Benefício definido são reconhecidos no exercício em que ocorrem diretamente no Patrimônio líquido na rubrica Outros resultados abrangentes. Os custos com serviços passados são reconhecidos no exercício em que ocorrem, integralmente no resultado na rubrica de Pessoal, e o resultado financeiro do benefício é calculado sobre o déficit/superávit atuarial utilizando a taxa de desconto do laudo vigente.

Para os casos em que o plano se torne superavitário e exista a necessidade de reconhecimento de um ativo, tal reconhecimento é limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos ou reduções futuras nas contribuições ao plano, conforme legislação vigente e regulamento do plano.

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

	Nota	Circulante		Não circulante	
		31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
PSAP	18.1.1	8.511	7.660	150.978	53.994
Contribuição definida	18.1.2	69	42		
		<u>8.580</u>	<u>7.702</u>	<u>150.978</u>	<u>53.994</u>

## 18.1 Planos de suplementação de aposentadoria e pensão

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

### 18.1.1 Planos de Benefício definido e Contribuição variável

Os planos estão estruturados na modalidade "Saldado, Benefício definido e Contribuição variável", encontram-se fechados para novas adesões, e possuem as seguintes características:

(i) Plano PSAP Bandeirante – Grupo de Custeio BSPS: Corresponde aos benefícios proporcionais dos empregados, calculados com base no tempo de serviço até março de 1998, enquanto esteve vigente. Possui a característica do tipo Benefício definido, que concede Benefício saldado, na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos até 31 de março de 1998, de valor definido em função da proporção do tempo de serviço passado acumulado até a referida data, a partir do cumprimento dos requisitos regulamentares de concessão. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse plano, apuradas pelo atuário da EnerPrev, é da Companhia; e

(ii) Plano PSAP Bandeirante – Grupos de Custeio BD e CV:

• Grupo de Custeio BD - vigente após 31 de março de 1998: Plano do tipo Benefício definido, que concede renda vitalícia reversível em pensão, relativamente ao tempo de serviço passado acumulado após 31 de março de 1998, na base de 70% da média salarial mensal real, referente aos últimos 36 meses de atividade. No caso de morte em atividade e de entrada em invalidez, os benefícios incorporam todo o tempo de serviço passado (inclusive o acumulado até 31 de março de 1998) e, portanto, não incluem apenas o tempo de serviço passado acumulado após 31 de março de 1998. A responsabilidade pela cobertura das insuficiências atuariais desse plano, apuradas pelo atuário da EnerPrev, é paritária entre a Companhia e os participantes.

• Grupo de Custeio CV: Implantado junto com a modalidade BD vigente após 31 de março de 1998 que, até a concessão da renda (vitalícia ou financeira), 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, é que o plano previdenciário passa a ser do tipo Benefício definido e, portanto, passa a gerar responsabilidade atuarial à Companhia. O participante pode escolher também a opção de renda financeira, não gerando, neste caso, responsabilidade atuarial para a Companhia. A Companhia contribuiu para o grupo de custeio, no exercício, com o montante de R\$2.255 (R\$2.706 em 2018).

#### 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.

Foi publicada em 21 de fevereiro de 2017 a Resolução nº 24 da PREVIC que dispõe sobre o reconhecimento de submassas nos planos de benefícios. De acordo com a referida resolução, caracteriza-se como submassa um grupo de participantes ou assistidos vinculados a um plano de benefícios e que tenham identidade de direitos e obrigações homogêneos entre si, porém heterogêneos em relação aos demais participantes e assistidos do mesmo plano.

Com base neste conceito, a avaliação atuarial realizada em 31 de dezembro de 2019 identificou que cada grupo de custeio do plano PSAP Bandeirante (BSPS, BD e CV) representaria uma submassa no plano e, por sua vez, deveriam ser controlados de forma segregada, resultando em uma posição superavitária para a submassa de custeio BD no montante de R\$1.554 e uma posição deficitária para as submassas de custeio CV e BSPS nos montantes de R\$ 16.954 e R\$144.089 respectivamente, resultando em um montante líquido deficitário atualizado de R\$159.489 (Nota 18.1.1.9).

Em 25 de setembro de 2018, a Enerprev iniciou junto aos órgãos competentes processo para permitir a opção de migração que dispõe sobre a possibilidade dada a cada Participante e Assistido do referido Plano de transacionar seus direitos e obrigações a ele inerentes pelos direitos e obrigações do Plano Energias do Brasil e/ou do Plano Saldado PSAP. A possibilidade da ocorrência de migração para ambos os Planos decorre do fato de o Plano PSAP/Bandeirante possuir três submassas, assim denominadas: BD, CV e BSPS. O Plano Saldado PSAP somente terá suas operações iniciadas se o montante de recursos financeiros a ele migrado superar patamar mínimo definido no Termo de Migração para assegurar a sua viabilidade e sustentabilidade técnica. Atualmente, a proposta está em fase de espera de deliberação por parte da Secretaria de Previdência Complementar - PREVIC com previsão para implementação durante o exercício de 2020, caso aprovado pelo regulador.

#### 18.1.1.2 Conciliação dos ativos e passivos atuariais

	Nota	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	Restrições de reconhecimento do ativo	Passivo líquido
Saldos em 31 de dezembro de 2018		(899.870)	936.243	(98.042)	(61.669)
Custo do serviço corrente		1.751			1.751
Custo dos juros	24	(86.622)	90.679	(9.667)	(5.610)
Ganhos/(perdas) atuariais reconhecidos no Patrimônio líquido	21.4	(248.571)	115.041	32.154	(101.376)
Contribuições pagas pela Companhia			7.415		7.415
Contribuições pagas pelos empregados		(2.984)	2.984		-
Benefícios pagos pelo plano		53.850	(53.850)		-
Saldos em 31 de dezembro de 2019		(1.182.446)	1.098.512	(75.555)	(159.489)

A perda atuarial no valor presente das obrigações de R\$101.376, apurada na avaliação atuarial efetuada em 31 de dezembro de 2019, foi decorrente, principalmente, da redução da taxa de desconto.

As contribuições da Companhia esperadas para este plano (Nota 18.1.1.8) para o exercício de 2020 são de R\$8.511.

O saldo de perda atuarial em 31 de dezembro de 2019, líquido de Imposto de renda e Contribuição social, é de R\$165.036 (R\$98.128 em 31 de dezembro de 2018) (Nota 21.4).

#### 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 para os próximos 10 anos:

Vencimento	PSAP
Circulante	
2020	58.476
	58.476
Não circulante	
2021	61.683
2022	64.446
2023	67.467
2024	70.449
2025 a 2029	404.598
	668.643
Total	727.119

#### 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		1.233	1.073
Custo dos juros	24	5.610	2.352
Contribuições esperadas dos empregados		(2.984)	(3.497)
<b>Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos no resultado</b>		<b>3.859</b>	<b>(72)</b>
Remensuração do valor líquido do passivo de benefício definido			
Retorno sobre ativos do plano (excluindo valores incluídos em despesa financeira líquida)		(115.041)	(15.878)
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de ajuste de experiência		20.364	26.598
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas financeiras		228.207	43.054
Ajustes a restrições ao ativo de benefício definido		(32.154)	(12.674)
<b>Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos em outros resultados abrangentes</b>		<b>101.376</b>	<b>41.100</b>
<b>Total</b>		<b>105.235</b>	<b>41.028</b>

#### 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	95,97%	95,83%
Ações	Cotado	3,32%	3,21%
Imóveis	Cotado	0,71%	0,96%
Total		100,00%	100,00%

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\$388 (R\$86 em 2018).

No exercício de 2019, os títulos de dívida incluíam debêntures emitidas pela patrocinadora que, avaliados pelo valor justo, representavam o montante de R\$701.

#### 18.1.1.6 Participantes

Estes planos têm a seguinte composição de participantes:

	2019	2018
Participantes ativos	384	407
Participantes assistidos		
Com benefícios diferidos	90	98
Aposentados e pensionistas	887	872
	977	970
Total	1.361	1.377

#### 18.1.1.7 Análise de sensibilidade

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

Análise de sensibilidade	Obrigações do plano
<b>Pressupostos centrais</b>	1.189.367
<b>Taxa de desconto</b>	
Aumento em 0,5%	1.116.396
Redução em 0,5%	1.270.584
<b>Mortalidade</b>	
Se os membros do plano fossem um ano mais novo do que sua idade real	1.200.480

#### 18.1.1.8 Premissas

As principais premissas utilizadas nas avaliações atuariais foram as seguintes:

Econômicas	2019	2018
Taxa de desconto - nominal	7,56% a.a.	9,83% a.a.
Crescimentos salariais futuros	4,90% a.a.	5,40% a.a.
Crescimento dos planos de benefícios	4,03% a.a.	4,52% a.a.
Inflação	4,03% a.a.	4,52% a.a.
<b>Demográficas</b>		
Tábua de mortalidade	AT-2000	AT-2000
Tábua de mortalidade de inválidos	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled
Tábua de entrada em invalidez	Muller	Muller

### 18.1.1.9 Confissão de dívida - EnerPrev

A Companhia, com o objetivo de equacionar o déficit atuarial da sua submassa BSPS e diminuir o risco de futuros déficits, formalizou instrumento jurídico com a EnerPrev decorrente de déficit atuarial, calculado conforme diretrizes da Resolução CGPC nº26/2008 e suas alterações. O acordo original estava sendo liquidado financeiramente em 240 meses com base em percentual sobre a folha de salários, contados a partir de setembro de 1997. Em 22 de agosto de 2016, a Companhia e a EnerPrev firmaram o 2º aditivo do termo de compromisso entre as empresas, destacando a alteração do prazo da liquidação (que estava prevista para encerrar-se em setembro de 2017) para 143 parcelas, sendo a primeira em setembro de 2016. A partir de dezembro de 2016, o saldo devedor e o valor da prestação mensal serão apurados uma vez por ano na época da avaliação atuarial da Enerprev, posicionada em dezembro, considerado o valor e o prazo remanescente da dívida. As premissas atuariais utilizadas pela Companhia atendem ao disposto no CPC 33 (R1) enquanto que as premissas atuariais utilizadas pela EnerPrev atendem a Resolução CGPC nº 18/2006 e Instrução Previc nº 7/2013.

Segue abaixo conciliação entre os dois métodos de avaliação atuarial:

	31/12/2019	31/12/2018
Valor presente das obrigações do plano	(1.190.973)	(907.301)
Valor justo dos ativos do plano	1.107.339	943.974
Superávit/(Déficit)	(83.634)	36.673
Superávit irrecuperável	(75.855)	(98.342)
Passivo reconhecido submassas BSPS e CV - CPC33 (Nota 18.1.1.1)	(159.489)	(61.669)
Contrato de confissão de dívida e ajuste de reserva matemática - Resolução CGPC nº26/2008	(53.984)	(55.035)
Diferença entre premissas *	105.505	6.634

(\*) O montante de R\$105.505 (R\$6.634 em 31 de dezembro de 2018) é decorrente da diferença de premissas e metodologias utilizadas pela Companhia para cálculo do passivo atuarial em conformidade com a Deliberação CVM nº 695/12 e aquelas utilizadas pela EnerPrev (administradora do plano de benefícios) para fins de atendimento à Resolução nº26/08 e suas alterações do Conselho Nacional de Previdência Complementar e tende a ser eliminada ao longo do tempo com a maturação do plano.

### 18.1.2 Contribuição definida

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

Na qualidade de patrocinadora, a Companhia contribuiu no exercício com R\$2.068 (R\$1.786 em 2018).

Em 31 de dezembro de 2019 esse plano tem a adesão de 789 colaboradores (683 em 31 de dezembro de 2018).

### 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	Atualizações monetárias	Pagamentos / Recebimentos	Saldo em 31/12/2019
Conta de desenvolvimento energético - CDE	19.1 e 22	30.546	798.710		(829.256)	-
Encargos tarifários (ECE/ EAEEE)		2.900	2			2.902
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética (P&D e PEE)	19.2 e 22	35.598	39.766	1.509	(46.210)	30.663
Bandeiras tarifárias (CCRBT)	7, 19.3 e 22	-	19.395		(19.395)	-
Outros encargos	22	1.169	4.283		(4.826)	626
<b>Total</b>		<b>70.213</b>	<b>862.156</b>	<b>1.509</b>	<b>(899.687)</b>	<b>34.191</b>
Circulante		63.155				31.764
Não circulante		7.058				2.427
<b>Total</b>		<b>70.213</b>				<b>34.191</b>

### 19.1 Conta de desenvolvimento energético - CDE

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

	Montante total	Valor cota mensal	Competência
<b>Resolução Homologatória - ANEEL nº 2.231/17</b>			
CDE - Energia (Recomposição Conta ACR)	425.724	16.172	Abril de 2017 a Março de 2018
		21.060	Abril de 2018 a Fevereiro 2019
<b>Resolução Homologatória - ANEEL nº 2.521/19</b>			
CDE - Energia (Recomposição Conta ACR) (*) (**)	126.360	21.060	Março de 2019 a Agosto de 2019
<b>Resolução Homologatória - ANEEL nº 2.446/18</b>			
CDE - Energia	120.562	10.047	Outubro de 2018 a Setembro de 2019
<b>Resolução Homologatória - ANEEL nº 2.510/18</b>			
CDE - Encargo de uso (**)	610.462	43.336	Janeiro de 2019 a Março de 2019
		53.384	Abril de 2019 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. A partir de setembro de 2019 apenas a quota da CDE - Encargo 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\$30.663 (R\$35.598 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 limites 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

	Nota	Circulante		Não circulante	
		31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Provisões cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórias	20.1	6.313	6.953	182.924	153.888
Total		6.313	6.953	182.924	153.888

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, 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 das demonstrações financeiras. São atualizadas monetariamente mensalmente por diversos índices, de acordo com a natureza da provisão, e são revistas periodicamente com o auxílio dos assessores jurídicos da Companhia.

#### 20.1.1 Risco de perda provável

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

	Passivo						Ativo		
	Saldo em 31/12/2018	Constituição	Baixas			Reclassificação	Depósito judicial		
			Pagamentos	Reversões	Atualizações monetárias		Saldo em 31/12/2019	31/12/2018	
Trabalhistas	35.314	7.597	(8.795)	(2.651)	4.619	395	36.479	8.025	9.231
Cíveis	99.821	16.943	(12.901)	(4.613)	11.727	(395)	110.582	35.324	34.600
Fiscais	722	1.745			8.653		11.120		
Regulatórias	6.704	1.350	(2.227)	(242)	441		6.026		
Outros	18.280	10.080	(672)	(3.230)	572		25.030		
Total	160.841	37.715	(24.595)	(10.736)	26.012	-	189.237	43.349	43.831
Circulante		6.953					6.313		
Não circulante		153.888					182.924	43.349	43.831
Total		160.841					189.237	43.349	43.831

O valor referente as garantias de provisões prováveis na Companhia é de R\$8.203 em 31 de dezembro de 2019 (R\$24.168 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 equiparação salarial.

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

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

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

Em março de 2018 os Embargos Declaratórios foram julgados no TST e, neste sentido, a Companhia entendeu, por 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, principalmente, a 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. O saldo em 31 de dezembro de 2019 é de R\$54.906 (R\$49.772 em 31 de dezembro de 2018), destacando-se:

- Processo nº 2000.001.127615-0, em trâmite na 10ª Vara Cível do Foro Central da Comarca do Rio de Janeiro, movido pela White Martins que discute a existência de reflexos decorrentes da vigência das Portarias nºs 38/86 e 45/86 do extinto DNAEE, nas tarifas de consumo de energia elétrica, relativo ao período de setembro de 2000 em diante. No mês de abril de 2010, a Companhia cumpriu determinação judicial de substituição da garantia processual existente, de carta-fiança por depósito bancário no montante de R\$60.951 e, em junho de 2011, foi efetuado o complemento do depósito judicial no valor de R\$10.627. A Companhia apresentou diversas manifestações e recursos visando a suspensão da execução do montante, bem como para reverter a determinação de desconto do percentual de 16,66% nas faturas mensais da White Martins, até que, em 8 de junho de 2011, foi autorizado o levantamento, em pagamento, do valor de R\$60.951 depositado inicialmente, sem prestação de caução. No dia 10 de junho de 2011, a White Martins realizou o levantamento do referido depósito atualizado monetariamente no montante de R\$66.806. Não obstante o levantamento do referido depósito, permanece depositado judicialmente o montante de R\$10.627, havendo ainda recursos pendentes perante o Tribunal de Justiça do Rio de Janeiro e no Superior Tribunal de Justiça - STJ discutindo a questão. Atualmente, foi realizada nova perícia no âmbito do cumprimento de sentença. O registro contábil foi efetuado de forma a apresentar a redução do depósito judicial em contrapartida de uma redução da provisão constituída para esta contingência. O saldo remanescente em 31 de dezembro de 2019 é de R\$45.691 (R\$40.548 em 31 de dezembro de 2018).

#### 20.1.1.3 Fiscais

Em 31 de dezembro de 2019, o valor total da contingência é de R\$10.396, em razão da reavaliação de provas do processo judicial, no qual discute-se ao direito aos créditos de ICMS utilizados pela Companhia no período de julho a dezembro de 2003, referente a valores de "Anulação/Devolução de Venda de Energia Elétrica". Foi efetuada a provisão parcial do valor total da contingência, e a segregação da classificação de risco. A Companhia apresentou defesa e aguarda julgamento. O valor em risco sofre acréscimo expressivo em razão dos critérios de atualização da Lei Estadual nº 13.918/09, além dos honorários exigidos pela Procuradoria Estadual na fase judicial.

#### 20.1.1.4 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:

	Ativo			
	Depósito judicial			
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Trabalhistas	36.219	32.269	1.970	791
Cíveis	313.613	254.424	4.884	2.173
Fiscais	644.958	666.335	32.162	26.093
Regulatórias	3.574	3.375	552	552
Total	998.364	956.403	39.568	29.609

O valor referente as garantias de provisões possíveis na Companhia é de R\$27.051 em 31 de dezembro de 2019 (R\$24.168 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 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\$164.589 (R\$141.283 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\$15.184 (R\$13.034 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. Atualmente aguarda-se decisão de recurso. O valor estimado em 31 de dezembro de 2019 é de R\$4.571 (R\$3.956 em 31 de dezembro de 2018).

#### 20.1.2.2 Fiscais

- Discussão na esfera judicial sobre créditos de ICMS utilizados pela Companhia no período de julho a dezembro de 2003, referente a valores de "Anulação/Devolução de Venda de Energia Elétrica" no montante atualizado em 31 de dezembro de 2019 de R\$121.905 (R\$180.649 em 31 de dezembro de 2018), a redução no valor foi devido a reavaliação e segregação dos valores, os quais foram distribuídos em provável, possível e remoto. A Companhia apresentou defesa e aguarda julgamento. O valor em risco sofre acréscimo expressivo em razão dos critérios de atualização da Lei Estadual nº 13.918/09 além dos honorários exigidos pela Procuradoria Estadual na fase judicial.

- Discussão administrativa relativa à utilização de crédito de ICMS, com origem no estorno de débito de notas fiscais canceladas de 2007 e 2012, no valor atualizado até 31 de dezembro de 2019 de R\$35.570 (R\$34.655 em 31 de dezembro de 2018). A Companhia apresentou defesa e aguarda o julgamento.

- Discussão judicial decorrente de execução fiscal ajuizada pela União Federal, objetivando a cobrança de CSLL, relativa ao ano-calendário de 2009, que foi compensada com saldo de base negativa de CSLL de exercícios anteriores, acumulada pela empresa cindida AES Eletropaulo, que envolve o montante atualizado em 31 de dezembro de 2019 de R\$39.064 (R\$38.273 em 31 de dezembro de 2018). A Companhia apresentou defesa e aguarda o julgamento.

- Discussões administrativas envolvendo o montante atualizado até 31 de dezembro de 2019 de R\$211.901 (R\$207.768 em 31 de dezembro de 2018), referentes às compensações não homologadas de créditos decorrentes de pagamento a maior efetuados em 2001 com relação ao IRPJ, CSLL, PIS e COFINS, em consequência da aplicação do Parecer COSIT 26/02 (impostos sobre RTE). A Companhia apresentou as defesas, as quais aguardam julgamento.

- Medida judicial relativa à COFINS do período de 1993 a 1995, em litisconsórcio com a Eletropaulo. A questão versa sobre o direito ao aproveitamento da anistia trazida pelas Medidas Provisórias nºs 1858-6 e 1858-8, concedida aos contribuintes que deixaram de recolher tributos por entendê-los indevidos. No julgamento de 2ª Instância, foi confirmado parcialmente o direito à anistia, excluindo-se a parcela atinente aos encargos do Decreto-Lei nº 1.025/69. O valor atualizado até 31 de dezembro de 2019 é de R\$76.339 (R\$75.355 em 31 de dezembro de 2018). Atualmente o processo aguarda julgamento de Recurso nos Tribunais Superiores.

- Autuações de prefeituras que exigem o pagamento de multa por suposto descumprimento de obrigações acessórias relacionadas à instalação de postes de energia elétrica bem como taxas de fiscalização de obras em logradouros públicos e preço público. O valor da contingência em 31 de dezembro de 2019 é de R\$75.128 (R\$63.187 em 31 de dezembro de 2018). A Companhia apresentou as defesas, as quais aguardam julgamento.

- Ação judicial que assegura o direito de não incluir o valor do imposto sobre operações relativas à circulação de mercadorias e serviços (ICMS) na base de cálculo das contribuições ao programa de integração social (PIS) e ao financiamento da seguridade social (COFINS). A companhia obteve decisão favorável transitada em julgado e adotará as medidas cabíveis para habilitação do crédito junto a Receita Federal.

#### 20.1.3 Risco de perda remota

Adicionalmente, existem processos de naturezas trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento cuja perda foi estimada como remota e, para estas ações, o saldo dos depósitos judiciais em 31 de dezembro de 2019 é de R\$31.760 (R\$38.614 em 31 de dezembro de 2018).

Considerando o disposto no item 86 do CPC 25 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, a Companhia não necessita efetuar o detalhe das suas contingências classificadas como remotas. Entretanto, pelo fato gerador do principal estar a decorrer, sem perspectiva de término no médio prazo e dada a materialidade dos saldos, a Companhia entende que deve proceder à divulgação da ação mencionada abaixo.

##### 20.1.3.1 Fiscais

A Companhia, por meio do Sindicato da Indústria da Energia no Estado de São Paulo - SindiEnergia, ajuizou em 21 de janeiro de 2011 dois Mandados de Segurança Coletivos contra a Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo, visando a suspensão dos efeitos dos Decretos nºs 55.421/10 e 55.867/10. Ambos os processos possuem sentenças favoráveis, confirmadas até o momento em julgamento de recurso de apelação pelo Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo. Em 13 de maio de 2013, a Fazenda Estadual interpôs recursos aos Tribunais Superiores, os quais aguardam julgamento. O valor estimado em 31 de dezembro de 2019, nos termos dos Decretos, é de R\$603.528 (R\$535.448 em 31 de dezembro de 2018). O valor em risco sofre acréscimo expressivo em razão dos critérios de atualização da Lei Estadual nº 13.918/09.

## 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\$596.669 e está representado por 39.091.735.037 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) 25% serão destinados ao pagamento de dividendos;
- (iii) 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
<b>Lucro a ser destinado:</b>			
Lucro líquido apurado no exercício		343.103	213.493
Constituição da reserva legal	21.3	(10.859)	(10.675)
		<u>332.244</u>	<u>202.818</u>
<b>Destinação do lucro:</b>			
Dividendos intermediários - JSCP	15	70.208	66.294
Dividendos complementares	15	23.384	-
Lucro do exercício a deliberar	21.3.2	<u>238.652</u>	<u>136.524</u>
		<u>332.244</u>	<u>202.818</u>
Dividendos por ação - R\$ - JSCP		0,00180	0,00170

## 21.3 Reservas

	Nota	31/12/2019	31/12/2018
<b>Reservas de capital</b>			
Ágio na incorporação de sociedade controladora	13.2.1.2	<u>77.687</u>	<u>77.687</u>
		<u>77.687</u>	<u>77.687</u>
<b>Reservas de lucros</b>			
Legal	21.2	119.334	108.475
Retenção de lucros	21.3.1	376.182	376.182
Lucro do exercício a deliberar	21.2 e 21.3.2	<u>238.652</u>	<u>136.524</u>
		<u>734.168</u>	<u>621.181</u>

### 21.3.1 Retenção de lucros

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

### 21.3.2 Lucro do exercício a deliberar

Refere-se à parcela do lucro líquido do exercício 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\$136.524 foi distribuído como dividendos adicionais (Nota 15) conforme deliberação da AGO realizada em 30 de abril de 2019.

### 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	(148.677)	147.195	(248.571)		(250.053)
Imposto de renda e Contribuição social diferidos	50.549			34.468	85.017
	<u>(98.128)</u>	<u>147.195</u>	<u>(248.571)</u>	<u>34.468</u>	<u>(165.036)</u>

## 22 Receitas

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

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

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

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

- **Fornecimento - Faturado:** São reconhecidos por meio da entrega de energia elétrica ocorrida em um determinado período. Essa medição ocorre de acordo com o calendário de leitura estabelecido pela Companhia. O faturamento dos serviços de distribuição de energia elétrica é, portanto, efetuado de acordo com esse calendário, sendo a receita de serviços registrada na medida em que as faturas são emitidas com base na tarifa vigente homologada pelo órgão regulador.

- **Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - Faturado:** São reconhecidas pela disponibilização da infraestrutura da rede elétrica de distribuição a seus clientes (livres e cativos), sendo o valor justo da contraprestação calculado conforme tarifa de uso do sistema, a qual é definida pelo órgão regulador.

- **Não faturado:** Refere-se a energia fornecida e/ou ao uso do sistema de distribuição que ainda não foram faturados correspondentes ao período decorrido entre a data da última leitura e o encerramento das demonstrações financeiras. É estimada e reconhecida como receita não faturada considerando-se como base a carga real de energia distribuída no mês, o índice de perda anualizado e a tarifa vigente.

- **Resultados de ativos financeiros setoriais:** É reconhecido mensalmente pela diferença entre os custos pertencentes à Parcela "A" efetivamente incorridos no resultado, daqueles reconhecidos na receita de operações com energia elétrica previstos na tarifa vigente pela ANEEL.

- **Suprimento - Faturado:** Refere-se a energia elétrica fornecida para outra concessionária, segundo condições contratuais. O montante da contraprestação é determinado pela quantidade de energia entregue multiplicada pela tarifa estabelecida no contrato.
- **Energia de curto prazo:** A receita é reconhecida pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que o excedente de energia é comercializado no âmbito da CCEE. A contraprestação corresponde a multiplicação da quantidade de energia vendida pelo Preço de Liquidação das Diferenças - PLD.
- **Receita de construção:** O reconhecimento da receita de construção está diretamente associado às adições aos Ativos da concessão, não sendo incorporada margem nesta atividade de construção assim classificada conforme a aplicação da ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão. A formação da receita de construção resulta da alocação das horas trabalhadas pelas equipes técnicas, dos materiais utilizados, da medição da prestação de serviços terceirizados e outros custos diretamente alocados por meio do método de insumo, de acordo com o CPC 47. O registro contábil dessa receita é efetuado em contrapartida à Custo com construção da infraestrutura em igual montante (Nota 23).
- **Subvenções vinculadas ao serviço concedido:** É reconhecida quando da efetiva aplicação de descontos nas tarifas de unidades consumidoras beneficiadas por subsídios governamentais (Nota 12.1) pela diferença entre a tarifa de referência da respectiva classe de consumo daquela efetivamente aplicada a consumidores beneficiários desses subsídios.
- **Arrendamentos e aluguéis:** A receita de arrendamento é medida pelo valor justo da contraprestação a receber e são reconhecidas em bases mensais conforme os contratos de arrendamento.

Nota	Nº de consumidores (*)		MWh (*)		R\$	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
<b>Fornecimento - Faturado</b>						
Residencial	1.770.287	1.722.917	3.836.965	3.747.802	1.632.238	1.569.564
Industrial	13.161	13.041	1.181.270	1.295.513	508.548	522.376
Comercial	132.828	128.403	1.980.589	1.918.708	853.078	794.039
Rural	4.912	7.915	79.381	81.684	23.810	32.063
Poder público	8.937	8.890	305.504	304.963	128.647	123.684
Iluminação pública	3.823	3.438	323.657	329.506	72.896	78.521
Serviço público	1.507	1.395	272.805	255.817	108.036	91.120
Consumo próprio	163	174	5.727	6.249	-	-
	<u>1.935.618</u>	<u>1.886.173</u>	<u>7.985.898</u>	<u>7.940.242</u>	<u>3.327.253</u>	<u>3.211.367</u>
<b>Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - Faturado</b>						
Consumidores cativos						
Residencial					1.222.535	974.391
Industrial					262.075	270.237
Comercial					541.499	450.453
Rural					15.153	11.588
Poder público					72.227	62.891
Iluminação pública					62.287	49.327
Serviço público					46.793	41.535
Consumidores livres	642	518	7.398.300	7.200.801	1.184.952	1.039.039
	<u>642</u>	<u>518</u>	<u>7.398.300</u>	<u>7.200.801</u>	<u>3.407.521</u>	<u>2.899.461</u>
<b>Não faturado</b>						
Fornecimento					(31.958)	14.515
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição					(23.057)	15.900
					<u>(55.015)</u>	<u>30.415</u>
<b>Resultados de ativos financeiros setoriais</b>						
CVA	7				(307.833)	231.174
Itens financeiros - RTE					(43.613)	(46.603)
Itens financeiros - Outros					73.122	(46.272)
PIS/COFINS					(780.015)	5.878
					<u>(1.058.339)</u>	<u>144.177</u>
Suprimento - Faturado	6.2	2	2	881.875	51.326	219.882
Energia de curto prazo	22.1			629.948	616.884	147.530
Receita de construção	23					328.973
Atualização do ativo financeiro indenizável	13.1					135.811
Serviços cobráveis						6.408
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	22.2					157.618
Ressarcimento por indisponibilidade						(8.690)
Arrendamentos e aluguéis						56.188
Outras receitas operacionais						7.961
<b>Receita operacional bruta</b>					<u>1.936.262</u>	<u>1.886.693</u>
<b>(-) Deduções à receita operacional</b>						
Tributos sobre a receita						
ICMS					(1.509.648)	(1.420.554)
PIS/COFINS					162.430	(644.953)
ISS					(338)	(340)
					<u>(1.347.556)</u>	<u>(2.065.847)</u>
Encargos do consumidor						
P&D e PEE	19.2				(39.766)	(37.951)
CDE	19.1				(798.710)	(851.361)
PROINFA - Consumidores Livres					(59.871)	(47.484)
Bandeiras tarifárias (CCRB)	19.3				(19.395)	13.550
Outros encargos	19				(4.283)	(3.575)
					<u>(922.025)</u>	<u>(926.821)</u>
					<u>(2.269.581)</u>	<u>(2.992.668)</u>
<b>Receita</b>					<u>1.936.262</u>	<u>1.886.693</u>
					<u>16.896.021</u>	<u>15.809.253</u>
					<u>4.403.520</u>	<u>4.189.086</u>

(\*) Não auditado pelos auditores independentes.

## 22.1 Energia de curto prazo

A variação no exercício refere-se ao preço elevado do PLD em 2018, devido a escassez de chuvas e o aumento das usinas termoeletricas sendo despachadas, e no exercício de 2019 o cenário foi ao contrário por conta do aumento das chuvas, resultando em um valor monetário menor, mesmo que a venda em MWh tenha sido linear.

## 22.2 Subvenções vinculadas ao serviço concedido

A variação no exercício refere-se: (i) as evoluções de cada segmento de mercado em que incidem os benefícios tarifários, assim como as variações tarifárias ocorridas no processo de 2019, que representam um efeito médio ao consumidor de -5,33%; e (ii) ao efeito do recurso administrativo apresentado pela Companhia no processo tarifário de 2018, objetivando o reparo de erro material que majorou o subsídio tarifário referente a Carga Fonte Incentivada, aplicados pela ANEEL na revisão tarifária de 2019, conforme Nota Técnica no 192/2019-SGT/ANEEL.

## 23 Gastos operacionais

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

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

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

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

Nota	2019						
	Custo do serviço			Despesas operacionais			Total
	Com energia elétrica	De operação	Prestado a terceiros	PECLD	Gerais e administrativas	Outras	
<b>Não gerenciáveis</b>							
Energia elétrica comprada para revenda	23.1	2.457.921	-	-	-	-	2.457.921
Encargos de uso da rede elétrica	23.2	473.582	-	-	-	-	473.582
Outras		975	-	-	-	-	975
		<u>2.932.478</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>2.932.478</u>
<b>Gerenciáveis</b>							
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada	23.3	-	137.132	46	-	44.960	182.138
Material		-	9.864	51	-	7.383	17.298
Serviços de terceiros	23.4	-	95.437	107	-	74.852	170.396
Depreciação - Imobilizado em serviço		-	183	-	-	510	693
Depreciação - Ativos de direito de uso		-	9.169	-	-	-	9.169
Amortização		-	95.104	-	-	11.760	106.864
PECLD / perdas líquidas	23.5	-	-	57.114	-	-	57.114
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas		-	-	-	-	23.210	23.210
Arrendamentos e aluguéis		-	-	-	2.732	-	2.732
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens		-	-	-	-	38.848	38.848
Custo com construção da infraestrutura	22	-	328.973	-	-	-	328.973
Outras		-	25.651	-	-	14.129	39.780
		<u>-</u>	<u>372.540</u>	<u>329.177</u>	<u>57.114</u>	<u>156.326</u>	<u>977.215</u>
Total		<u>2.932.478</u>	<u>372.540</u>	<u>329.177</u>	<u>57.114</u>	<u>156.326</u>	<u>3.909.693</u>
<b>2018</b>							
Nota	Custo do serviço			Despesas operacionais			Total
	Com energia elétrica	De operação	Prestado a terceiros	PECLD	Gerais e administrativas	Outras	
<b>Não gerenciáveis</b>							
Energia elétrica comprada para revenda	23.1	2.431.537	-	-	-	-	2.431.537
Encargos de uso da rede elétrica	23.2	499.111	-	-	-	-	499.111
Outras		952	-	-	-	-	952
		<u>2.931.600</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>2.931.600</u>
<b>Gerenciáveis</b>							
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada	23.3	-	129.232	46	-	39.167	168.445
Material		-	8.521	59	-	8.099	16.679
Serviços de terceiros	23.4	-	100.833	130	-	76.239	177.202
Depreciação - Imobilizado em serviço		-	185	-	-	151	336
Amortização		-	88.866	-	-	10.924	99.790
PECLD / perdas líquidas	23.5	-	-	35.089	-	-	35.089
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas		-	-	-	-	19.954	19.954
Arrendamentos e aluguéis		-	710	-	7.825	-	8.535
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens		-	-	-	-	39.308	39.308
Custo com construção da infraestrutura	22	-	318.683	-	-	-	318.683
Outras		-	23.404	-	-	10.013	33.417
		<u>-</u>	<u>351.751</u>	<u>318.918</u>	<u>35.089</u>	<u>152.418</u>	<u>917.438</u>
Total		<u>2.931.600</u>	<u>351.751</u>	<u>318.918</u>	<u>35.089</u>	<u>152.418</u>	<u>3.849.038</u>

(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\$39.780 (R\$33.417 em 2018), R\$994 (R\$818 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\$4.025 (R\$1.565 em 2018), apresentadas líquidas dos montantes a recolher de ICMS e 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	922.713	993.597
Contratos de compra de energia por quantidade PROINFA		492.050	406.630
		68.701	63.131
Contratos de compra de energia por cotas	23.1.2	531.840	692.409
Energia de curto prazo	23.1.3	114.396	(17.019)
Energia de Itaipu Binacional		538.792	525.534
Encargo de Energia de Reserva - EER		21.868	24.505
Encargos de Serviço do Sistema - ESS		1.082	(11.312)
Outros		1.837	1.581
(-) Créditos de PIS/COFINS		(235.358)	(247.519)
		<u>2.457.921</u>	<u>2.431.537</u>

**Notas explicativas****Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018****(Em milhares de reais, exceto quando indicado)****23.1.1 Contratos de compra de energia por disponibilidade**

A redução dos montantes relacionados à compra de energia nos contratos na modalidade de disponibilidade decorre, principalmente, pela redução do acionamento de despachos termoeletricos realizado pelo NOS, em conjunto aos preços baixos do PLD em 2019, quando comparado ao exercício anterior.

**23.1.2 Contratos de compra de energia por cotas**

A redução dos montantes relacionados à compra de energia nos contratos na modalidade de cotas decorre, principalmente, da compra de energia nos contratos na modalidade de Cotas de Garantia Física, cuja energia é contratada no ACR e firmam o termo de repactuação do risco hidrológico e da contratação de Itaipu. No período houve uma redução do risco hidrológico associado às usinas.

**23.1.3 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 Encargos de uso da rede elétrica**

A variação do exercício é decorrente, principalmente, da redução do valor dos encargos onde, no último reajuste tarifário das transmissoras, apresentaram uma redução média 2,90%. O efeito negativo dos custos de rede básica é resultado da combinação de três fatores: (i) revisão periódica das Receitas Anuais Permitidas – RAPs das concessionárias de transmissão licitadas; (ii) redução de 50% da RAP dos contratos licitados no período 1999-2006 e que completaram 15 anos durante o ciclo 2017-2018 ou 2018-2019; e (iii) revisão provisória da RAP das concessionárias de transmissão que tiveram seus contratos de concessão prorrogados nos termos da Lei nº 12.783/2013.

**23.3 Pessoal e Administradores**

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Pessoal		
Remuneração	83.376	70.189
Encargos	27.303	28.028
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	15.417	12.993
Outros benefícios - Corrente	42.369	36.683
Outros	9.435	16.755
	<u>177.900</u>	<u>164.648</u>
Administradores		
Honorários e encargos	3.850	3.412
Benefícios dos administradores	388	385
	<u>4.238</u>	<u>3.797</u>
	<u>182.138</u>	<u>168.445</u>

**23.4 Serviços de terceiros**

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Serviços de consultoria	17.044	18.363
Serviços comerciais	59.775	62.703
Serviços de manutenção	32.387	27.296
Serviços técnicos	3.045	9.205
Serviços de limpeza e vigilância	8.432	8.872
Serviços de informática	27.592	30.312
Serviços de telecomunicações	3.726	4.484
Serviços Compartilhados	7.377	5.190
(-) Crédito de PIS/COFINS	(6.029)	(6.139)
Outros	17.047	16.916
	<u>170.396</u>	<u>177.202</u>

**23.5 PECLD**

No exercício, o resultado de R\$57.114 foi impactado pela criação de tabela de perdas esperadas para Consumo Irregular, onde os percentuais de provisão são significativamente superior aos percentuais aplicados sobre as faturas de Consumo Regular (Nota 6.3). Desta forma, enquanto no exercício de 2018 os faturamentos para Consumo Irregular eram provisionados pela tabela geral de perdas esperadas, em 2019 esta modalidade de faturamento possui uma tabela própria de provisionamento.

**23.6 Arrendamentos e aluguéis**

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

## 24 Resultado financeiro

	Nota	2019	2018
<b>Receitas financeiras</b>			
Juros e variações monetárias			
Renda de aplicações financeiras e cauções		13.918	5.175
Energia vendida		80.198	77.685
Depósitos judiciais	11	5.317	12.139
Ativos/ passivos financeiros setoriais			11.745
Juros e multa sobre tributos	8	241.163	9.370
Outros juros e variações monetárias		557	1.558
Operações de swap e hedge	17.2	2.460	11.388
Ajustes a valor presente	6.1	571	2.722
(-) Tributos sobre Receitas financeiras		(8.571)	(8.044)
Outras receitas financeiras		1.000	5.252
		<u>336.613</u>	<u>128.990</u>
<b>Despesas financeiras</b>			
Encargos de dívida			
Empréstimos e financiamentos	17.2	(53.108)	(59.531)
Debêntures	16.2	(58.170)	(37.852)
Variações em moeda estrangeira	17.2	(2.980)	(14.259)
(-) Juros capitalizados	13.3	3.166	3.398
Energia comprada		(35)	(953)
Juros e multa sobre tributos	8	(11.704)	(12.104)
Ativos/ passivos financeiros setoriais	7	(223.641)	
Provisões cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórias	20.1.1	(26.012)	(28.944)
Benefícios pós-emprego	18.1.1.1	(5.610)	(2.352)
Arrendamentos e aluguéis	12.5	(3.607)	
Outros juros e variações monetárias		(3.975)	(9.290)
Outras despesas financeiras		(13.344)	(19.001)
		<u>(399.020)</u>	<u>(180.888)</u>
Total		<u>(62.407)</u>	<u>(51.898)</u>

## 25 Imposto de renda e Contribuição social

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

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

	Nota	2019	2018
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro		431.420	288.150
Alíquota		34%	34%
IRPJ e CSLL		(146.683)	(97.971)
<b>Ajustes para refletir a alíquota efetiva</b>			
IRPJ e CSLL sobre adições e exclusões permanentes			
Doações		(295)	(291)
<b>Resultados de equivalência patrimonial</b>			
Juros sobre o capital próprio		23.871	22.554
Outras		(324)	(336)
Ajustes decorrentes de exercícios sociais anteriores	25.1	32.800	1
<b>Ajuste lucro presumido</b>			
Incentivos fiscais		2.314	1.386
SUDENE			
Despesa de IRPJ e CSLL		(88.317)	(74.657)
Alíquota efetiva		20,47%	25,91%

### 25.1 Ajustes decorrentes de exercícios sociais anteriores

Do montante de R\$32.800, R\$21.143 é decorrente de benefício fiscal proveniente de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, dos exercício de 2016 e 2017, que foram reconhecidos após a apresentação dos projetos ao Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia - INCT e R\$11.657 é decorrente dos créditos do Programa de Alimentação do Trabalhador - PAT, dos exercícios de 2007 à 2017.

## 26 Resultado por ação

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

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

	2019	2018
Resultado líquido do exercício atribuível aos acionistas	343.103	213.493
Média ponderada do número de ações ordinárias em poder dos acionistas controladores (mil)	39.091.735	39.091.735
Resultado básico e diluído por ações (reais/ação)	<u>0,00878</u>	<u>0,00546</u>

## 27 Instrumentos financeiros e Gestão de riscos

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

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

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

### 27.1 Instrumentos financeiros

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

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

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

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

#### 27.1.1 Classificação dos instrumentos financeiros

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

	Nota	Níveis	Valor justo		Valor contábil	
			31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
<b>Ativos financeiros</b>						
<b>Valor justo por meio do resultado</b>						
<b>No reconhecimento inicial ou subsequentemente</b>						
Caixa e equivalentes de caixa	5					
Aplicações financeiras		Nível 2	204.814	50.135	204.814	50.135
Ativo financeiro indenizável	13.1	Nível 3	1.211.586	916.218	1.211.586	916.218
			<u>1.416.400</u>	<u>966.353</u>	<u>1.416.400</u>	<u>966.353</u>
<b>Custo amortizado</b>						
Caixa e equivalentes de caixa	5					
Bancos conta movimento		Nível 2	217.204	101.619	217.204	101.619
Consumidores e concessionárias	6	Nível 2	1.062.359	1.059.934	1.062.359	1.059.934
Cauções	11	Nível 2	399	434	399	434
Ativos financeiros setoriais	7	Nível 2	149.876	329.296	149.876	329.296
Outros créditos - Partes relacionadas	12	Nível 2	2.200	1.155	2.200	1.155
			<u>1.432.038</u>	<u>1.492.438</u>	<u>1.432.038</u>	<u>1.492.438</u>
			<u>2.848.438</u>	<u>2.458.791</u>	<u>2.848.438</u>	<u>2.458.791</u>
<b>Passivos financeiros</b>						
<b>Valor justo por meio do resultado</b>						
<b>No reconhecimento inicial ou subsequentemente</b>						
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17					
Moeda estrangeira		Nível 2		39.816		39.816
Derivativos		Nível 2		(2.156)		(2.156)
			<u>-</u>	<u>37.660</u>	<u>-</u>	<u>37.660</u>
<b>Custo amortizado</b>						
Fornecedores	14	Nível 2	579.263	497.035	579.263	497.035
Debêntures	16	Nível 2	833.637	654.316	831.740	656.119
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17					
Moeda nacional		Nível 2	603.985	700.746	618.088	663.474
Outras contas a pagar - Partes relacionadas	12	Nível 2	5.045	1.656	5.045	1.656
Arrendamentos e aluguéis	12.5	Nível 2	37.246		37.246	
Passivos financeiros setoriais	7	Nível 2	1.247.873	127.455	1.247.873	127.455
			<u>3.307.049</u>	<u>1.981.208</u>	<u>3.319.255</u>	<u>1.945.739</u>
			<u>3.307.049</u>	<u>2.018.868</u>	<u>3.319.255</u>	<u>1.983.399</u>

#### 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 possui características próprias.

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

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

**27.1.3 Instrumentos financeiros derivativos**

Instrumento financeiro derivativo pode ser identificado desde que: (i) seu valor seja influenciado em função da flutuação da taxa ou do preço de um instrumento financeiro; (ii) não necessita de um investimento inicial ou é bem menor do que seria em contratos similares; e (iii) sempre será liquidado em data futura. Somente atendendo todas essas características podemos classificar um instrumento financeiro como derivativo.

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos pelo seu valor justo, sendo os ganhos e perdas resultantes dessa reavaliação registrados no resultado do exercício, exceto quando o derivativo for classificado como proteção de fluxo de caixa, sendo os ganhos e perdas registrados em Outros resultados abrangentes no Patrimônio líquido.

Durante o exercício, a Companhia contratou instrumento financeiro derivativo classificado como *swap*, registrado por meio de seu valor justo no resultado, com a finalidade de proteger os riscos da variação cambial e da taxa de juros Libor do financiamento contratado junto ao Banco Citibank, liquidado em 04 de setembro (Nota 17.4).

Em atendimento à Instrução CVM nº 475/08, a informação sobre instrumentos financeiros derivativos deve compreender a razão do objeto protegido, o valor justo do instrumento, impacto nos resultados da Companhia durante o exercício, assim como características principais do objeto contratado. Esse detalhamento é demonstrado no quadro abaixo:

Descrição	Contraparte	Vigência	Posição	Nocional	Nocional R\$	Valor justo	Efeitos no Resultado	
				USD	31/12/2018	31/12/2018	31/12/2018	2019
<b>Swap</b>								
Ativo	Citibank N.A.	04/09/2015 a 04/09/2019	Libor 3M + 1,84% a.a.	10.129		39.956	4.243	16.398
Passivo			CDI + 1,20% a.a.		(37.500)	(37.800)	(1.783)	(5.010)
				10.129	(37.500)	2.156	2.460	11.388

O derivativo foi liquidado conforme demonstrado na nota 17.4.

Os efeitos no resultado do exercício da dívida em moeda estrangeira, líquida do derivativo (*swap*), são demonstrados a seguir:

	Resultado	
	2019	2018
Receitas financeiras		
Variações monetárias moeda estrangeira	4.111	7.932
	4.111	7.932
Despesas financeiras		
Variações monetárias moeda estrangeira	(7.091)	(22.191)
Encargos de dívidas	(1.403)	(2.885)
Operações de <i>swap</i> e <i>hedge</i>	2.499	12.408
Marcação a mercado	(39)	(1.020)
	(6.034)	(13.688)
Total	(1.923)	(5.756)

Os impactos dos ganhos e perdas, por tipo de proteção, foram os seguintes:

	Resultado	
	2019	2018
<b>Derivativos com propósito de proteção</b>		
Riscos cambiais	2.980	14.256
Riscos de taxas de juros e moeda	(520)	(2.868)
	2.460	11.388
Total	2.460	11.388

## 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 Commission* 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 linhas 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 dos 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 também 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.

Operação	Risco	Aging cenário provável				Cenário (I)	Cenário (II)	Cenário (III)	Cenário (IV)	Cenário (V)
		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	204.593	6.558			6.558	1.677	3.369	(1.662)	(3.309)
Fundos de investimento	CDI	221	53			53	15	30	(14)	(28)
Cauções e depósitos vinculados	CDI	399					146			
<b>Instrumentos financeiros ativos</b>	<b>CDI</b>	<b>205.213</b>	<b>6.611</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6.611</b>	<b>1.838</b>	<b>3.399</b>	<b>(1.676)</b>	<b>(3.337)</b>
Debêntures	CDI	357.648	(18.613)	(43.229)		(61.842)	(15.216)	(30.338)	15.312	30.722
Empréstimos e financiamentos - NP	CDI	307.771	(19.395)	(68.572)		(67.967)	(24.861)	(50.953)	23.672	46.196
<b>Instrumentos financeiros passivos</b>	<b>CDI</b>	<b>665.419</b>	<b>(38.008)</b>	<b>(111.802)</b>	<b>-</b>	<b>(149.810)</b>	<b>(40.077)</b>	<b>(81.291)</b>	<b>38.984</b>	<b>76.918</b>
		870.632	(31.397)	(111.802)	-	(143.199)	(38.239)	(77.892)	37.308	73.582
<b>Operação</b>	<b>Risco</b>									
Empréstimos e financiamentos - BNDES	TJLP	116.438	(3.619)	(5.995)	(48)	(9.662)	(1.473)	(2.930)	1.489	2.996
<b>Instrumentos financeiros passivos</b>	<b>TJLP</b>	<b>116.438</b>	<b>(3.619)</b>	<b>(5.995)</b>	<b>(48)</b>	<b>(9.662)</b>	<b>(1.473)</b>	<b>(2.930)</b>	<b>1.489</b>	<b>2.996</b>
		116.438	(3.619)	(5.995)	(48)	(9.662)	(1.473)	(2.930)	1.489	2.996
<b>Operação</b>	<b>Risco</b>									
<b>Operação</b>	<b>Risco</b>									
Debêntures	IPCA	275.835	(26.530)	(91.470)	(6.734)	(124.734)	(15.278)	(31.212)	14.649	28.695
Empréstimos e financiamentos - BNDES	IPCA	142.211	(7.267)	(11.115)	(385)	(18.767)	(1.823)	(3.702)	1.769	3.485
<b>Instrumentos financeiros passivos</b>	<b>IPCA</b>	<b>418.046</b>	<b>(33.797)</b>	<b>(102.585)</b>	<b>(7.119)</b>	<b>(143.501)</b>	<b>(17.101)</b>	<b>(34.914)</b>	<b>16.418</b>	<b>32.180</b>
		418.046	(33.797)	(102.585)	(7.119)	(143.501)	(17.101)	(34.914)	16.418	32.180

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

Os indicadores tiveram seus intervalos conforme apresentado a seguir: CDI entre 4,1% e 6,4% a.a.; TJLP entre 4,9% e 5,2% a.a.; e IPCA entre 0,6% e 7,5% 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 avançagem 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, conseqüentemente, não estão contabilizados e encontram-se demonstrados na nota 29.1.

A Companhia também gerencia o risco de liquidez por meio do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela análise de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro de 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
<b>Passivos financeiros</b>						
Fornecedores	400.118	117.984	61.161			579.263
Outras contas a pagar - Partes relacionadas			1.145	3.900		5.045
Debêntures			176.855	654.885		831.740
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas			84.297	533.791		618.088
Derivativos						(2.156)
Arrendamentos e aluguéis	1.181	2.363	10.632	14.577	8.493	37.246
Passivos financeiros setoriais				1.247.873		1.247.873
	401.299	120.347	334.090	2.455.026	8.493	3.319.255
						1.983.399

### 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 Déficit - 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 nº109/2016 propunha o aprimoramento da Resolução Normativa nº 693/2015 permitindo criar o MCSD de Energia Nova como um mecanismo adicional para que tanto distribuidoras quanto geradoras pudessem descontratar energia no mercado regulado. Recentemente, mediante Resolução Normativa nº 833/2018, foi regulamentado o MVE como instrumento adicional de gestão de sobre de energia para as distribuidoras. Contudo, esta nova normativa também limitou a eficiência do MCSD Energia Nova e dos contratos bilaterais na redução do nível de contratação, permitindo a utilização destes mecanismos apenas com usinas que não estejam em operação comercial.

Com a publicação do Decreto nº 9.143/17, 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 2019, afetou negativamente o resultado da Companhia em R\$307.

#### 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, passíveis 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 conseqüentemente 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).

Classificação da instituição financeira	Nota	31/12/2019	31/12/2018
AAA		179.403	50.013
AA		25.190	
	5	<u>204.593</u>	<u>50.013</u>

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

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

• **Ativo financeiro indenizável**

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

• **Ativos financeiros setoriais**

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

**27.2.5 Risco regulatório**

As atividades da Companhia são regulamentadas e fiscalizadas pelas agências reguladoras (ANEEL, ARSESP 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. 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 refinar as dívidas existentes.

	31/12/2019	31/12/2018
Total dos empréstimos e debêntures	1.449.828	1.357.253
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(422.018)	(151.754)
Dívida líquida	1.027.810	1.205.499
Total do Patrimônio Líquido	1.243.488	1.197.409
Total do capital	2.271.298	2.402.908
Índice de alavancagem financeira - %	45,25%	50,17%

**28 Demonstrações dos Fluxos de Caixa**

**28.1 Atividades de financiamento**

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

	Nota	2019					Saldo em 31/12/2019
		Saldo em 31/12/2018	Efeito caixa	Efeito não caixa		Saldo em 31/12/2019	
				Varição monetária e cambial	Valor justo		
<b>(Aumento) diminuição de passivos de financiamento</b>							
Dividendos	15	56.350	(192.874)			219.585	83.061
Debêntures	16.2	656.119	117.451			58.170	831.740
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17.2	701.134	(136.674)	7.287	39	46.302	618.088
Arrendamentos e aluguéis	12.5	-	(7.050)	3.148	459	40.689	37.246
<b>Movimento relativo às atividades de financiamento (Passivos de financiamento (-) Ativos de financiamento)</b>		<b>1.413.603</b>	<b>(219.147)</b>	<b>10.435</b>	<b>498</b>	<b>364.746</b>	<b>1.570.135</b>
		2018					
		Saldo em 31/12/2017	Efeito caixa	Efeito não caixa		Saldo em 31/12/2019	
				Varição monetária e cambial	Valor justo		Adições/baixas
<b>(Aumento) diminuição de passivos de financiamento</b>							
Dividendos		55.780	(55.780)			56.350	56.350
Debêntures		359.758	258.509	-		37.852	656.119
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas		710.597	(71.865)	6.514	1.018	54.870	701.134
<b>Movimento relativo às atividades de financiamento (Passivos de financiamento (-) Ativos de financiamento)</b>		<b>1.126.135</b>	<b>130.864</b>	<b>6.514</b>	<b>1.018</b>	<b>149.072</b>	<b>1.413.603</b>

**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	83.061	56.350
Capitalização de juros de empréstimos e debêntures aos Ativos da concessão	3.166	3.398
Capitalização nos Ativos da concessão relativos a contingências	3.769	10.325
Constituição de arrendamentos e aluguéis no Imobilizado	40.689	
Total	130.685	70.073

## 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	98	32			130	2.406
Obrigações de compra						
Compra de energia	2.586.463	4.532.530	4.017.069	12.625.029	23.761.091	22.683.350
Encargos de conexão e transporte de energia	330.431	686.203	617.040	1.086.389	2.720.063	2.815.897
Materiais e serviços	374.753	319.788	93.181	327	788.049	637.919
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e debêntures	62.499	118.108	69.138	4.730	274.475	196.341
	<u>3.374.244</u>	<u>5.656.661</u>	<u>4.796.428</u>	<u>13.716.475</u>	<u>27.543.808</u>	<u>26.335.913</u>

(\*) Os compromissos contratuais referidos no quadro acima compreendem os contratos de arrendamentos e alugueis que não foram contemplados no escopo do CPC 06 (R2) e, portanto, não encontram-se registrados nestas demonstrações financeiras.

Do montante de R\$26.335.913 em 31 de dezembro de 2018, R\$7.112 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	98	25			123	2.435
Obrigações de compra						
Compra de energia	2.586.463	5.085.326	5.152.059	21.555.088	34.378.936	32.962.593
Encargos de conexão e transporte de energia	330.431	770.431	797.652	1.595.352	3.493.866	3.935.374
Materiais e serviços	374.753	248.353	79.017	314	702.437	651.193
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e debêntures	71.085	108.851	68.202	3.816	251.954	221.829
	<u>3.362.830</u>	<u>6.212.986</u>	<u>6.096.930</u>	<u>23.154.570</u>	<u>38.827.316</u>	<u>37.773.424</u>

(\*) Do montante de R\$37.773.424 em 31 de dezembro de 2018, R\$11.385 referiam-se a valores de arrendamento devido a Companhia ter adotado a abordagem prospectiva.

### 29.2 Garantias

Tipo de garantia	Modalidade	Limite máximo garantido	
		31/12/2019	31/12/2018
Seguro de vida	Aval de acionista	144.776	135.741
Ações judiciais	(i) Fiança Bancária, (ii) Seguro garantia e (iii) Depósito Cauccionado.	470.870	146.078
Outros	(i) Fiança Bancária, (ii) Recebíveis e (iii) Depósito Cauccionado.	41.601	35.959
		<u>657.247</u>	<u>317.778</u>

Os valores em garantia de Fornecedores (Nota 14), Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas (Nota 17) e Provisões (Nota 20), 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	452.940	32.000	419.389	32.000
Prédios e conteúdos (próprios e terceiros)	89.664	65.000	69.925	65.000
Responsabilidade civil	1.036	1.036		
Transportes (materiais)	25.600	3.000	9.600	2.500
Transportes (veículos)	789	789	789	789
Seguro de vida	144.775 (*)		135.741 (*)	

(\*) 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.

\* \* \*

**CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

**Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas**  
Presidente

**Carlos Emanuel Baptista Andrade**  
Conselheiro

**Luiz Otavio Assis Henriques**  
Conselheiro

**Michel Nunes Itkes**  
Vice-Presidente

**Henrique Manuel Marques Faria Lima Freire**  
Conselheiro

**Pompeu Freire de Mesquita**  
Conselheiro

**DIRETORIA ESTATUTÁRIA**

**Michel Nunes Itkes**  
Diretor-Presidente

**Fernando Peixoto Saliba**  
Diretor de Sustentabilidade

**José Roberto Pascon**  
Diretor de Planejamento e Engenharia

**Luiz Falcone**  
Diretor de Regulação

**Dyogenes Rosi**  
Diretor de Planejamento Energético

**Marney Tadeu Antunes**  
Diretor Comercial e Diretor de Distribuição

**Julio Cesar de Andrade**  
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

**CONTABILIDADE**

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

**Renan Silva Sobral**  
Gestor de Contabilidade  
Contador - CRC 1SP271964/O-6

**MENSAGEM DO PRESIDENTE**

No ano de 2019, a EDP São Paulo 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 2,6% no número de consumidores em relação a 2018, o que representa 50 mil novos clientes conectados à rede de distribuição da companhia e um aumento no volume de energia distribuída em 1,6% 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\$ 329 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 8,11%, queda de 0,32 p.p em relação a 2018 e o índice que mede a duração das interrupções de fornecimento nos últimos 12 meses (DEC) foi de 6,98 horas. Estes resultados refletem a efetividade da execução da estratégia, colocando a EDP São Paulo entre as empresas do setor que alcançaram maior redução percentual de perdas totais nos últimos anos e também entre as distribuidoras com menor DEC do Brasil.

Em continuidade a utilização da metodologia de Orçamento Base Zero, novas iniciativas foram aplicadas permitindo que a evolução dos custos operacionais ficasse 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 São Paulo, a qual resultou na redução de 5,33% na tarifa média para o consumidor e um aumento de 45,3% na Base de Remuneração Líquida e de 24,8% 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 ABRADDEE de Satisfação dos Clientes Residenciais (ISQP), na qual a companhia obteve índice de 78,8 pontos de satisfação, o que coloca a EDP São Paulo entre as 4 melhores empresas do ranking nacional de distribuidoras com mais de 500 mil clientes.

Adicionalmente, em 2019, o município de São José dos Campos receberá a nova sede administrativa da EDP São Paulo, com pleno funcionamento previsto para abril de 2020. A cidade possui localização privilegiada na área de concessão, favorecendo a integração dos colaboradores e contribuindo para a melhoria na qualidade de vida das pessoas.

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 São Paulo, Companhia de capital aberto, tem por objetivo a prestação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, a partir de 23 de outubro de 1998, conforme contrato de concessão, firmado naquela data.

A partir de abril de 2005 passou a ser subsidiária integral da EDP - Energias do Brasil S.A.. A sua sede está localizada na cidade de São Paulo, maior centro econômico-financeiro da América Latina.

Atua em 28 municípios do Estado de São Paulo, abrangendo cerca de 4,5 milhões de habitantes, compreendidos entre 2,5 milhões no Alto Tietê e 2,0 milhões no Vale do Paraíba e Litoral Norte.

## **CENÁRIO MACROECONÔMICO**

Em 2019 a economia paulista mostrou-se revigorada, com crescimento superior média nacional. No acumulado do ano até o terceiro trimestre, o produto interno bruto (PIB) 1 paulista avançou +2,3%, na comparação com igual período de 2018, ante o crescimento de +1,0% do PIB2 brasileiro. Destacaram-se os setores de serviços (+3,3%) e a indústria (+0,4%).

A atividade do comércio varejista, em franca recuperação, no acumulado até outubro de 2019, teve alta de 5,5%3 - impulsionada pela redução dos juros4 (que em 2019 atingiu seu menor patamar, 4,5% a.a.), pelos baixos níveis de inflação5(4,31%, que é bem próximo da meta de 4,25% para o ano) e expansão das condições de crédito6 (+11,5%, em doze meses findos em novembro de 2019, em relação ao mesmo período de 2018).

No ano passado, a produção industrial paulista7 apesar de (a exemplo do que se observou no âmbito nacional) ter sido impactada pelas incertezas econômicas e políticas e pela crise na Argentina, mostrou-se estável. O índice acumulado da produção física industrial nos dez meses de 2019, frente a igual período de 2018, avançou +0,4%, com nove das dezoito atividades investigadas apontando crescimento na produção. As maiores contribuições positivas foram dadas pelos setores de máquinas e equipamentos (+7,7%) e produtos alimentícios (+3,5%). Os setores que exerceram as principais influências negativas foram veículos automotores (-3,0%) e outros equipamentos de transporte (-17,3%).

Nesta conjuntura o emprego formal cresceu. Nos onze primeiros meses de 2019, o saldo de postos de trabalho formais teve incremento de +2,42%8 (+289,5 mil postos). O setor que deu a maior contribuição positiva foi de serviços, com +180.383.

## **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,

<sup>1</sup> Fonte: SEADE. PIB trimestral do Estado de São Paulo. 3º Trimestre de 2019

<sup>2</sup> Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE. Contas Nacionais Trimestrais. Julho/setembro 2019.

<sup>3</sup> Fonte: IBGE. Pesquisa Mensal de Comércio. Outubro/2018

<sup>4</sup> Fonte: Banco Central do Brasil. Meta SELIC em 31/12/2019.

<sup>5</sup> Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE. Sistema Nacional de Índices de Preços ao Consumidor IPCA e INPC – Dezembro/2019.

<sup>6</sup> Fonte: Serasa Experian. Indicador Serasa Experian de Demanda do Consumidor por Crédito. Novembro/2019.

<sup>7</sup> Fonte: IBGE. Pesquisa Industrial Mensal Produção Física – Regional. Outubro/2019

<sup>8</sup> Fonte: CAGED/MTE. Novembro/2019

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 1º/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.

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 22 de outubro, foi homologado pela ANEEL, a 5ª Revisão Periódica da EDP São Paulo, aplicada a partir de 23 de outubro de 2019. O efeito médio percebido pelos consumidores foi de -5,33% sendo -3,53 % para alta e média tensão e -6,34 % para baixa tensão. A Base de Remuneração Bruta foi definida em R\$ 4,280 bilhões, a Base de Remuneração Líquida em R\$ 2,423 bilhões e a Parcela B em R\$ 987 milhões

## MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

### Balanco Energético (MWh)

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

<b>EDP SÃO PAULO</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>
Itaipu + Proinfa	2.448.737	2.515.867
Leilão	8.065.634	8.330.964
Outros <sup>1</sup>	27.533	51.520
Energia em Trânsito	7.404.971	7.204.378
<b>Total Energia Recebida</b>	<b>17.946.876</b>	<b>18.102.729</b>
Perdas Transmissão	190.349	177.384
Perdas de Itaipu	130.762	130.956
Vendas C.Prazo	-625.706	-616.884
Ajustes C.Prazo	-50.182	28.022
Cessões MCSD Energia Nova	153.178	578.606
<b>Total Perdas</b>	<b>1.150.177</b>	<b>1.475.808</b>
<b>Energia Requerida</b>	<b>16.796.699</b>	<b>16.626.921</b>
Suprimento	48.340	47.692
Fornecimento	7.985.895	7.999.259
Perdas e Diferenças	1.357.493	1.375.593
Energia em Trânsito	7.404.971	7.204.378
<b>Total</b>	<b>16.796.699</b>	<b>16.626.921</b>

### Compra de Energia

A compra de energia em 2019 foi de 10.541,9 GWh, menor em 3,3% à de 2018. Deste montante, as compras compulsórias de Itaipu e do Proinfa representam 23,2%, as compras no ACR (CCEAR e Contrato de Ajuste) 76,5% e os Contratos Bilaterais 0,3%.

## DESEMPENHO OPERACIONAL

A EDP São Paulo vendeu, no ano de 2019, 8.867,7 GWh para os clientes cativos, permissionárias e consumo próprio, aumento de 11% em relação ao mesmo período do ano anterior. O resultado está impactado pelo desempenho das classes Residencial e venda de Energia pelo mecanismo de venda de excedentes (MVE).

A energia em trânsito, distribuída a clientes livres, totalizou 7.398,3 GWh em 2019, apresentando um aumento de 2,7% em relação ao mesmo período do ano anterior.

A energia distribuída pela EDP São Paulo, que compõe o mercado cativo e livre, aumento 7,1% no mesmo período, totalizando 16.266,0 GWh. Considerando a energia de curto prazo tivemos um aumento de 6,9%, passando para 16.896,0 GWh.

Janeiro a Dezembro				
Energia Distribuída	MWh		Consumidores	
	2019	2018	2019	2018
<b>Fornecimento</b>				
Residencial	3.836.965	3.747.802	1.770.287	1.722.917
Industrial	1.181.270	1.295.513	13.161	13.041
Comercial	1.980.589	1.918.708	132.828	128.403
Rural	79.381	81.684	4.912	7.915
Outros <sup>(1)</sup>	901.966	890.286	14.267	13.723
Consumo próprio	5.727	6.249	163	174
<b>Total Fornecimento</b>	<b>7.985.898</b>	<b>7.940.242</b>	<b>1.935.618</b>	<b>1.886.173</b>
Suprimento	881.875	51.326	2	2
<b>Total Fornecimento e suprimento</b>	<b>8.867.773</b>	<b>7.991.568</b>	<b>1.935.620</b>	<b>1.886.175</b>
Disponibilização do Sistema de Distribuição	7.398.300	7.200.801	642	518
<b>Total Energia Distribuída</b>	<b>16.266.073</b>	<b>15.192.369</b>	<b>1.936.262</b>	<b>1.886.693</b>
Energia de curto prazo	629.948	616.884		
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>16.896.021</b>	<b>15.809.253</b>	<b>1.936.262</b>	<b>1.886.693</b>

(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 2018 registradas 6,98 horas e 4,52 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	Real	8,47	7,87	7,75	6,98
	Meta Aneel Regulatoria	8,61	8,41	7,94	7,68
FEC	Real	5,42	4,96	4,83	4,52
	Meta Aneel Regulatoria	7,15	6,59	6,24	6,04

DEC = Duração Equivalente de interrupções por Clientes (horas - média cliente/ano)

FEC = Frequência Equivalente de interrupções por Cliente (interrupções - média clien-te/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.

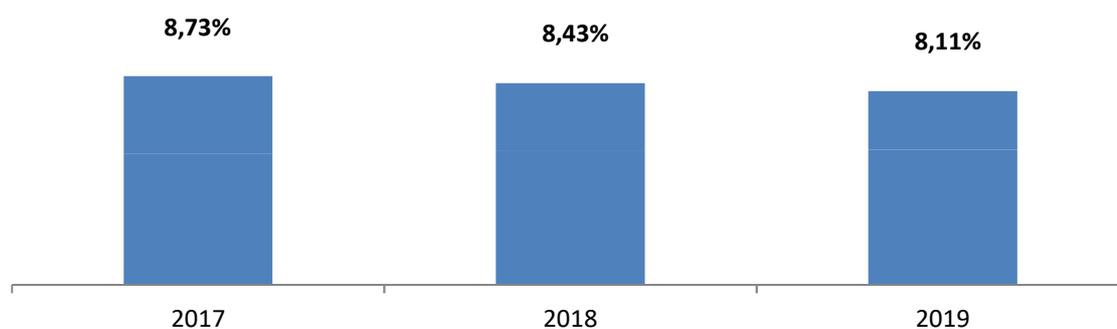
## PERDAS DE ENERGIA

A EDP São Paulo encerra o ano de 2019 com Perdas Total no valor de 8,11%, que é a diferença entre a energia adquirida e a energia faturada.

Em 2019, a EDP São Paulo desembolsou R\$ 57,7 milhões em programas de combate às perdas. Do total de recursos, R\$ 54,5 milhões foram para investimentos operacionais (substituição de medidores, instalação de rede especial, painéis de medição blindados e monitorados e telemedição) e R\$ 3,1 milhões para despesas gerenciáveis (inspeções).

A EDP São Paulo realizou aproximadamente 76 mil inspeções, substituição de 25 mil medidores e blindagem de 13,6 mil consumidores através de redes especiais com monitoramento remoto que resultaram na recuperação de receitas de cerca de R\$ 25,1 milhões.

### Perdas totais (%)



## PRINCIPAIS DADOS DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS

Descrição	2019	2018	Var. %
<b>Subestações</b>			
<b>Quantidade</b>	64	61	4,9
<b>Potência Instalada de Transformadores (MVA)</b>	4.412	4.146	6,4
<b>Redes de Distribuição - Própria (Km)</b>	<b>28.588</b>	<b>28.364</b>	<b>0,8</b>
AT (maior ou igual a 69 KV)	1.026	952	7,8
MT (entre 1 e menor a 69 KV)	14.948	14.836	0,8
BT (menor que 1 kV)	12.614	12.576	0,3
<b>Transformador de Distribuição - Próprios (Quantidade)</b>	<b>70.371</b>	<b>68.653</b>	<b>2,5</b>
Urbano	52.841	51.332	2,9
Rural	17.447	17.240	1,2
Subterrâneo	83	81	2,5
<b>Potência Instalada na Distribuição Própria (MVA)</b>	<b>4.234</b>	<b>4.134</b>	<b>2,4</b>
Urbano	3.740	3.648	2,5
Rural	448	441	1,6
Subterrâneo	46	45	2,2
<b>Postes em Redes de Distribuição - Quantidade</b>	<b>571.310</b>	<b>566.776</b>	<b>0,8</b>
Urbano	424.478	421.125	0,8
Rural	146.832	145.651	0,8

## **RELACIONAMENTO COM O CLIENTE**

A EDP São Paulo 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](http://www.edponline.com.br)) possui layout 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 5,7 milhões de consultas e serviços.

Para garantir um atendimento de qualidade, a EDP São Paulo 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. Esta Central opera 24 horas por dia, 7 dias por semana, e com ligação gratuita para o 0800 721 0123, e conta também com um canal exclusivo para deficiente auditivo através do 0800 727 2872. Por meio do Call Center foram realizados 1,7 milhões de atendimentos em 2019, que está preparado para os atendimentos comerciais, técnicos e emergenciais em 28 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 30 agências, distribuídas nos 28 municípios de sua área de concessão, onde recebemos 764 mil clientes em 2019. Algumas de nossas agências contam também com equipamentos de autoatendimento (totens e tablets). Em 2019, realizamos 1,92 milhão de serviços presencialmente e 0,56 mil serviços no autoatendimento.

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 0201, e ainda, por e-mail, Whats'App, formulário eletrônico pelo EDP Online, aplicativo EDP, carta e presencialmente. A EDP São Paulo 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 45.763 interações dos clientes no Canal.

Importante destacar que a EDP São Paulo 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\$ 12,3 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 a 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 São Paulo investiu R\$ 17,0 milhões em iniciativas de eficiência energética que levaram à economia de energia de 15,3 GWh/ano em São Paulo.

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 na instituição Fazenda da Esperança, que contemplou a substituição de 5.117 lâmpadas de maior consumo por LED e 400 chuveiros convencionais por equipamentos com sistema de controle de potência, mais eficientes e econômicos, o projeto proporcionou uma economia de cerca de 40% na Instituição.

A EDP São Paulo também realizou dentro do período a blitz sobre consumo consciente de energia elétrica em cinco municípios da área de concessão. Durante todo o dia, monitores e personagens orientaram moradores com folhetos informativos e brindes. Algumas cidades contaram com a presença do caminhão da Boa Energia, um laboratório móvel com experimentos e informações sobre consumo consciente e segurança com a rede elétrica.

Outro projeto de grande relevância foi a 4ª edição do Projeto Eficiência Solidária que foi realizado em 4 municípios da EDP São Paulo, substituindo 60 mil lâmpadas de baixa eficiência e beneficiando mais de 12 mil consumidores.

O Hospital do GACC – Grupo de Assistência à Criança com Câncer também foi beneficiado com de nossos projetos, foi realizado a substituição do sistema de iluminação e instalação de usina fotovoltaica com potência instalada de 151 quilowatt pico (kWp), o volume de energia gerada é suficiente para abastecer mais de 900 residências com consumo médio de 250kWh/mês.

A 3ª edição da Gincana Xô Desperdício da EDP São Paulo teve um resultado bastante expressivo, foram mais de 21 mil alunos participantes, 122 mil visualizações e 35 mil curtidas no canal YouTube. Os alunos dos colégios participantes foram convocados a cumprir determinadas tarefas transformadas em vídeos publicados na plataforma do YouTube, em conta especialmente dedicada ao concurso as temáticas tiveram como base o uso racional e seguro da energia elétrica, o meio ambiente e a sustentabilidade.

Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	2019	2018	%
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>4.403.520</b>	<b>4.189.086</b>	<b>5,1</b>
Receita com construção da infraestrutura	328.973	318.683	3,2
<b>Gastos não gerenciáveis</b>	<b>(2.932.478)</b>	<b>(2.931.600)</b>	<b>0,0</b>
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.142.069</b>	<b>938.803</b>	<b>21,7</b>
<b>Gastos gerenciáveis</b>	<b>(977.215)</b>	<b>(917.438)</b>	<b>6,5</b>
<b>Total do PMSO<sup>1</sup></b>	<b>(609.394)</b>	<b>(559.447)</b>	<b>8,9</b>
<b>Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens</b>	<b>(38.848)</b>	<b>(39.308)</b>	<b>-1,2</b>
<b>Custo com construção da infraestrutura</b>	<b>(328.973)</b>	<b>(318.683)</b>	<b>3,2</b>
<b>EBITDA</b>	<b>610.553</b>	<b>440.174</b>	<b>38,7</b>
<b>Margem EBITDA</b>	<b>13,9%</b>	<b>10,5%</b>	<b>3,4 p.p.</b>
<b>Resultado do serviço (EBIT)</b>	<b>493.827</b>	<b>340.048</b>	<b>45,2</b>
<b>Resultado financeiro líquido</b>	<b>(62.407)</b>	<b>(51.898)</b>	<b>20,2</b>
<b>LAIR</b>	<b>431.420</b>	<b>288.150</b>	<b>49,7</b>
IR e Contribuição social	(88.317)	(74.657)	18,3
<b>Lucro líquido</b>	<b>343.103</b>	<b>213.493</b>	<b>60,7</b>

A margem bruta apresentou um aumento de 21,7% em 2019 em relação à 2018, atingindo R\$ 1.142,0 milhões. Este resultado reflete os principais efeitos:

- i) Resultado do impacto positivo da revisão tarifária e melhora do mercado de R\$ 114 milhões;
- ii) Aplicações de medidas para redução das perdas na área de concessão contribuíram para um registro menor em relação a 2018, em R\$ 8,0 milhões, passando de 8,43% para 8,11%;
- iii) Atualização de ganhos com VNR devido a revisão tarifária, resultaram em um aumento de R\$ 107 milhões com relação a 2018;
- iv) Compartilhamento de infraestrutura somaram R\$ 6,2 milhões.
- v) Outros efeitos tiveram um perda de R\$ 26 milhões, quando comparado à 2018. Entre esses efeitos estão menores custos com rede básica, entre outros efeitos.

Os gastos gerenciáveis encerraram 2019 com R\$ 977,2 milhões, considerando as receitas de construções que possuem valor nulo no resultado.

Desconsiderando o valor de receitas de construção, os gastos gerenciáveis fecharam em R\$ 648,2 milhões, um aumento de 8,3 % face à 2018. Devido principalmente a contingências que aumentou em R\$7,3 milhões por maiores provisões de êxitos jurídicos e ações movidas. As Provisões de Crédito de Liquidação Duvidosa (PECLD) que fecharam em R\$ 57,1 milhões, o aumento do PMSO foi de 2,0% abaixo da inflação do ano (IPCA 4,3%) composto principalmente de:

- vi) Remuneração (+R\$ 11,4MM), principalmente nas distribuidoras referente ao aumento de colaboradores e acordo coletivo, seguro saúde (+R\$ 5,2MM) referente a maior incidência procedimentos de alto custos; parcialmente mitigados por,
- vii) Menores gastos em fraudes (-6,2MM) devido a da desmobilização das equipes das contratadas referente a primarização da inspeção.

O Resultado Financeiro de 2018 foi -R\$ 62,4 milhões, maior em 20,2% do que o resultado financeiro de 2018.

Pelos motivos ressaltados anteriormente a EDP São Paulo apresentou um Lucro Líquido de R\$ 343,1 milhões no período de doze meses findo em 31 de dezembro de 2019, superior em 60,7% ao registrado em igual período do ano anterior.

## **INVESTIMENTOS**

Foi realizado a título de investimento o valor de R\$ 328,9 milhões em 2019, já deduzidos os recursos recebidos na forma de doações e subvenções para investimento e considerando os juros capitalizados, ficando 3,2% acima 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.

<b>Investimento - R\$ Mil</b>	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>Var %</b>
Expansão do Sistema Elétrico	111.748	152.810	-26,9%
Melhoramento da Rede	99.172	84.839	16,9%
Universalização	-	6.838	
Telecom., Informática e Outros	91.330	52.553	73,8%
Perdas <sup>3</sup>	46.497	34.338	-
<b>Sub Total<sup>1</sup></b>	<b>348.747</b>	<b>331.378</b>	<b>5,2%</b>
(-) Obrigações Especiais <sup>2</sup>	(19.775)	(12.695)	55,8%
<b>Investimento Líquido</b>	<b>328.973</b>	<b>318.683</b>	<b>3,2%</b>
<b>Variação do Imobilizado</b>	<b>328.973</b>	<b>318.683</b>	<b>3,2%</b>

(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

(3) Em 2017 não eram demonstrados investimentos em Perdas, os mesmos estão em Melhoramento da Rede e Telecom., Informática e Outros

## **ENDIVIDAMENTO**

Em 31 de dezembro de 2019, a EDP São Paulo apresentou um endividamento líquido de R\$ 1.027,8 milhões, fechando 14,7% menor quando comparado a dezembro de 2018.

	Unidade	Saldo		
		dez/19	dez/18	Variação %
Dívida Bruta <sup>(1)</sup>	R\$ mil	1.449.828	1.357.253	6,8
Caixa e equivalentes de caixa	R\$ mil	422.018	151.754	178,1
Dívida Líquida	R\$ mil	1.027.810	1.205.499	(14,7)
Dívida Líquida / Patrimônio Líquido	(vezes)	0,83	1,01	(17,9)
Dívida Líquida/Ebtida	(vezes)	1,68	2,74	(38,5)

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

A dívida bruta da EDP São Paulo em 31 de dezembro de 2019 foi de R\$ 1.449,8 milhões, sendo composta por R\$ 831,7 milhões (57,4%) em debêntures, R\$ 620,0 milhões (42,8%) junto ao BNDES.

## **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](http://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 SP. 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 ATITUDES – 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 SP.

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 SP 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 SP, 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 SP possui uma média de 3.000 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 eletricitistas 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.

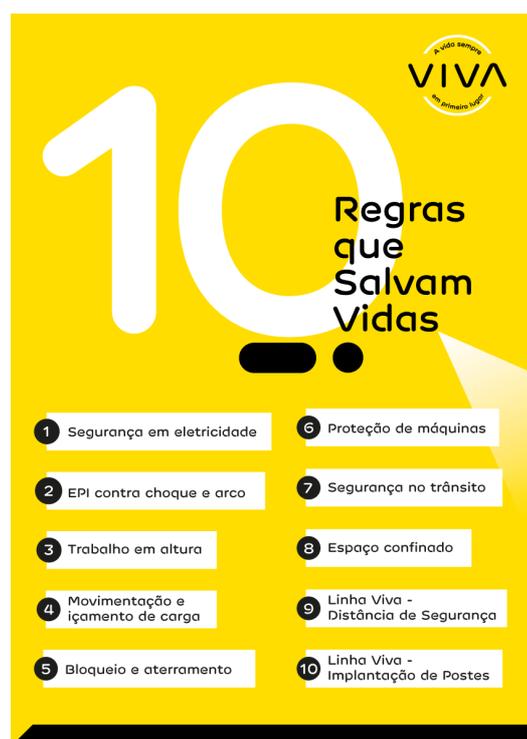
- **Percepção de risco**

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 SP.



- **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 São Paulo no ano de 2019, envolvendo os seus colaboradores próprios não foi registrado nenhum acidente com afastamento, as taxas de frequência e gravidade ficou em 0(Zero) respectivamente.

Quanto aos prestadores de serviços no mesmo ano, ocorreram 2 (dois) acidentes com afastamento, sendo nenhum deles grave, resultando em 0,34 a taxa de frequência e 4 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 6 (seis) acidentes, sendo 03 fatais, na área de concessão da EDP no estado de São Paulo.

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**

### **Sustentabilidade e Responsabilidade Social 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 São Paulo 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 16.492 pessoas e 49.476 pessoas indiretamente na área de concessão da EDP SP.

### **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*.

Na EDP São Paulo, em virtude dos impactos ambientais ocasionados pelas obras de investimento no sistema elétrico, foram realizados plantios compensatórios de 2087 indivíduos de espécies arbóreas nativas, a fim de equalizar o ecossistema e a biodiversidade local. Em 2019, a EDP monitorou 20.840 mudas de indivíduos arbóreos nativos, que ocupam uma área equivalente a 14 campos de futebol.

Apenas no município de Mogi das Cruzes, há 14.719 mudas plantadas em decorrência de quatro Termos de Compromisso de Recuperação Ambiental (TCRAs) emitidos pela Companhia Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB). A iniciativa garante enriquecimento ecossistêmico para a Bacia Hidrográfica do Alto Tietê, responsável por drenar os principais rios da Região Metropolitana de São Paulo e abastecer diversas cidades do Alto Tietê, incluindo São Paulo.

Além disso, a empresa realiza gestão ambiental durante a implantação de novas subestações e linhas de distribuição, contemplando a integração ambiental da mão de obra e acompanhamento e fiscalização da obra e dos programas. Em 2019, a gestão ocorreu na Linha de Distribuição Aérea (LDA) Água Azul - Aeroporto, no município de Guarulhos, e a subestação Dona Benta, em Suzano.

A Empresa adota processos e procedimentos que avaliam, mitigam e compensam os impactos socioeconômicos e ambientais de seus projetos e atividades, com destaque para os recursos hídricos e mudanças climáticas, adequando-se a normas nacionais e internacionais de responsabilidade social corporativa, gestão ambiental e saúde e segurança operacional.

Em 2019, a EDP SP aumentou o número de subestações certificadas nas Normas ISO14001 e OHSAS 18001 no escopo "Operação e Manutenção de Subestações", chegando a 100% de subestações nas normas ambiental e de segurança do trabalho. A meta da EDP Brasil é alcançar 100% de certificação ambiental até 2020 e assegurar a implementação de sistema de gestão em fornecedores críticos.

A EDP SP estabeleceu convênios para dar destino adequado aos resíduos gerados pela poda das árvores que estão muito próximas da rede elétrica. As prefeituras se encarregam pelo descarte ambientalmente adequado e, em troca, a EDP oferece uma contrapartida, como por exemplo doar mudas e trituradores de madeira ou reformar viveiros.

Ainda em 2019, foi iniciado o projeto piloto realizado por meio de uma parceria entre EDP São Paulo e município de Jambuí a qual prevê a substituição de árvores com estado estrutural e/ou fitossanitário comprometidos, que acabavam gerando periodicamente desligamentos na rede elétrica e riscos à população local. Sendo assim, serão removidas 5 árvores e em compensação serão plantadas 125 mudas de indivíduos arbóreos mais adequadas para desenvolvimento no meio urbano. Tal projeto propiciará diversos resultados, sendo: Diminuição das interrupções de fornecimento de energia elétrica à população local; Prevenção de acidentes decorrentes das atividades periódicas de realização de podas nas árvores com incidência com a rede elétrica; Melhoria significativa na arborização urbana e; Realização de educação ambiental com a população local.

## **AUDITORES INDEPENDENTES**

Nos termos da Instrução CVM nº 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 Bandeirante

1 - Base de Cálculo	2019 (R\$ mil)			2018 (R\$ mil)		
Receita líquida (RL)	4.403.520,00			4.189.086,00		
Resultado operacional (RO)	493.827,00			340.048,00		
Folha de pagamento bruta (FPB)	139.272,88			137.826,00		
<b>2 - Indicadores Sociais Internos</b>	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL
Alimentação	19.951,55	14,3%	0,5%	17.737,69	12,9%	0,4%
Encargos sociais compulsórios	33.060,68	23,7%	0,8%	32.762,92	23,8%	0,8%
Previdência privada	6.703,09	4,8%	0,2%	5.288,28	3,8%	0,1%
Saúde	25.503,29	18,3%	0,6%	20.373,34	14,8%	0,5%
Segurança e saúde no trabalho	1.221,16	0,9%	0,0%	656,42	0,5%	0,0%
Educação	154,79	0,1%	0,0%	263,25	0,2%	0,0%
Cultura	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Transporte	875,55	0,6%	0,0%	709,67	0,5%	0,0%
Capacitação e desenvolvimento profissional	1.070,95	0,8%	0,0%	973,48	0,7%	0,0%
Creches ou auxílio-creche	776,90	0,6%	0,0%	674,55	0,5%	0,0%
Participação nos lucros ou resultados	15.829,64	11,4%	0,4%	13.201,77	9,6%	0,3%
Programa de Desligamento Voluntário - PDV	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Outros	532,24	0,4%	0,0%	514,04	0,4%	0,0%
<b>Total - Indicadores sociais internos</b>	<b>105.679,82</b>	<b>75,9%</b>	<b>2,4%</b>	<b>93.155,42</b>	<b>67,6%</b>	<b>2,2%</b>
<b>3 - Indicadores Sociais Externos</b>	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL
Educação	735,00	0,1%	0,0%	573,02	0,2%	0,0%
Cultura	2.558,00	0,5%	0,1%	1.594,59	0,5%	0,0%
Saúde e saneamento	-	0,0%	0,0%	306,09	0,1%	0,0%
Esporte	871,00	0,2%	0,0%	641,00	0,2%	0,0%
Combate à fome e segurança alimentar	524,00	0,1%	0,0%	61,92	0,0%	0,0%
Outros	91,00	0,0%	0,0%	221,03	0,1%	0,0%
<b>Total das contribuições para a sociedade</b>	<b>4.779,00</b>	<b>1,0%</b>	<b>0,1%</b>	<b>3.397,65</b>	<b>1,0%</b>	<b>0,1%</b>
Tributos (excluídos encargos sociais)	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
<b>Total - Indicadores sociais externos</b>	<b>4.779,00</b>	<b>1,0%</b>	<b>0,1%</b>	<b>3.397,65</b>	<b>1,0%</b>	<b>0,1%</b>
<b>4 - Indicadores Ambientais</b>	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL
Investimentos relacionados com a produção/ operação da empresa	11.387,51	2,31%	0,26%	14.176,40	4,17%	0,34%
Investimentos em programas e/ou projetos externos	-	0,00%	0,00%	-	0	0
<b>Total dos investimentos em meio ambiente*</b>	<b>11.387,51</b>	<b>2,31%</b>	<b>0,26%</b>	<b>14.176,40</b>	<b>4,17%</b>	<b>0,34%</b>
Quando ao estabelecimento de “metas anuais” para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/ operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa	<input type="checkbox"/> não possui metas <input checked="" type="checkbox"/> cumpre de 0 a 50% <input type="checkbox"/> cumpre de 51 a 75% <input type="checkbox"/> cumpre de 76 a 100%			<input type="checkbox"/> não possui metas <input type="checkbox"/> cumpre de 0 a 50% <input type="checkbox"/> cumpre de 51 a 75% <input type="checkbox"/> cumpre de 76 a 100%		
<b>5 - Indicadores do Corpo Funcional</b>	2019 (R\$ mil)			2018		
Nº de empregados(as) ao final do período	1272			1232		
Nº de admissões durante o período	138			122		
Nº de empregados(as) terceirizados(as)	2661			2661		
Nº de estagiários(as)	141			38		
Nº de empregados(as) acima de 45 anos	134			ND		
Nº de mulheres que trabalham na empresa	274			259		
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	10%			9%		
Nº de negros(as) que trabalham na empresa	53			54		
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	1,67%			1,72%		
Nº de pessoas com deficiência ou necessidades especiais	14			13		
<b>6 - Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial</b>	2019 (R\$ mil)			2018		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	23,96			24,42		
Número total de acidentes de trabalho	12			19		
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	(x) todos empregados	(x) todos + Cipa	(x) direção e gerências	( ) todos empregados	( ) todos + Cipa
Quando à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	( ) não se envolve	(x) segue as normas da OIT	( ) incentiva e segue a OIT	( ) não se envolve	(x) segue as normas da OIT	( ) incentiva e segue a OIT
A previdência privada contempla:	( ) direção	( ) direção e gerências	(x) todos empregados	( ) direção	( ) direção e gerências	(x) todos empregados
A participação dos lucros ou resultados contempla:	( ) direção	( ) direção e gerências	(x) todos empregados	( ) direção	( ) direção e gerências	(x) todos empregados
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	( ) não são considerados	( ) são sugeridos	(x) são exigidos	( ) não são considerados	( ) são sugeridos	(x) são exigidos
Quando à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	( ) não se envolve	( ) apoia	(x) organiza e incentiva	( ) não se envolve	( ) apoia	(x) organiza e incentiva
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as): (na empresa, no procon, na justiça)	na empresa: 34.573	no Procon: 2.506	na Justiça: 3.035	na empresa: 35.859	no Procon: 1.963	na Justiça: 2.297
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa: 99,90%	no Procon: 99,72%	na Justiça: 62,33%	na empresa: 99,00%	no Procon: 100,00%	na Justiça: 44,07%
<b>Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):</b>	<b>2.981.334,00</b>			<b>3.321.094,00</b>		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	governo: 70% acionistas: 3% colaboradores: 5% retido: 8% terceiros: 14%			governo: 83% acionistas: 2% colaboradores: 4% retido: 4% terceiros: 6%		
<b>7 - Outras Informações</b>	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.



### **Proposta de 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 São Paulo 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 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

MARNEY TADEU ANTUNES

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

### **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

MARNEY TADEU ANTUNES

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