



EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A.

Informações Contábeis Intermediárias

Períodos findos em 31 de março de 2021 e 2020

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



	Nota	31/03/2021	31/12/2020
ATIVO			
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	4	492.796	469.267
Consumidores e concessionárias	5	1.163.143	1.105.254
Ativos financeiros setoriais	6	148.745	93.072
Imposto de renda e Contribuição social a compensar	7	15.802	15.802
Outros tributos compensáveis	7	273.236	337.845
Cauções e depósitos vinculados		197	197
Outros créditos	10	117.380	107.274
Total do Ativo Circulante		2.211.299	2.128.711
Não circulante			
Consumidores e concessionárias	5	14.859	12.443
Ativos financeiros setoriais	6	124.031	196.943
Ativos da concessão	11.3	253.680	285.113
Ativo financeiro indenizável	11.1	1.525.074	1.428.130
Outros tributos compensáveis	7	797.480	794.189
Imposto de renda e Contribuição social diferidos	8	215.346	225.914
Cauções e depósitos vinculados		130.865	126.892
Outros créditos	10	10.286	9.838
		3.071.621	3.079.462
Propriedades para investimentos		1.000	1.003
Imobilizado	10.5	69.261	58.410
Intangível	11.2	854.552	829.768
		924.813	889.181
Total do Ativo Não circulante		3.996.434	3.968.643
TOTAL DO ATIVO		6.207.733	6.097.354
PASSIVO			
Circulante			
Fornecedores	12	491.670	596.358
Imposto de renda e Contribuição social a recolher	7	18.679	9.022
Outros tributos a recolher	7	178.501	203.740
Dividendos	13	46.672	93.569
Debêntures	14	75.887	179.772
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	15	245.752	602.114
Benefícios pós-emprego	16	7.721	7.760
Encargos setoriais	17	36.742	35.302
Provisões	18	7.049	7.067
Passivos financeiros setoriais	6	382.264	433.852
Outras contas a pagar	10	150.272	155.032
Total do Passivo Circulante		1.641.209	2.323.588
Não circulante			
Outros tributos a recolher	7	161.933	166.421
PIS e COFINS diferidos	8	918	879
Debêntures	14	1.205.399	498.922
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	15	501.844	508.776
Benefícios pós-emprego	16	224.888	226.346
Provisões	18	206.417	198.322
Passivos financeiros setoriais	6	1.082.527	1.112.545
Outras contas a pagar	10	75.820	73.592
Total do Passivo Não circulante		3.459.746	2.785.803
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital social	19.1	596.669	596.669
Reservas de capital		77.687	77.687
Reservas de lucros		529.598	529.598
Outros resultados abrangentes		(215.991)	(215.991)
Lucros acumulados		118.815	
Total do Patrimônio líquido		1.106.778	987.963
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMONIO LIQUIDO		6.207.733	6.097.354

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

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



	<u>Nota</u>	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Receitas	20	1.241.216	1.079.089
Custo do serviço de energia elétrica	21		
Custo com energia elétrica		(780.345)	(721.207)
Custo de operação		(94.397)	(92.182)
Custo do serviço prestado a terceiros		(97.161)	(91.342)
		<u>(971.903)</u>	<u>(904.731)</u>
Lucro bruto		<u>269.313</u>	<u>174.358</u>
Despesas e Receitas operacionais	21		
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD		(17.632)	(18.487)
Despesas gerais e administrativas		(37.709)	(43.132)
Outras despesas		(8.180)	(16.858)
		<u>(63.521)</u>	<u>(78.477)</u>
Lucro antes do resultado financeiro e tributos		<u>205.792</u>	<u>95.881</u>
Resultado financeiro	22		
Receitas financeiras		35.620	33.075
Despesas financeiras		(62.309)	(47.665)
		<u>(26.689)</u>	<u>(14.590)</u>
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro		<u>179.103</u>	<u>81.291</u>
Tributos sobre o lucro	23		
Imposto de renda e contribuição social correntes		(49.720)	(25.992)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(10.568)	(1.265)
		<u>(60.288)</u>	<u>(27.257)</u>
Lucro líquido do período		<u>118.815</u>	<u>54.034</u>
Resultado por ação atribuível aos acionistas	24		
Resultado básico/ diluído por ação (reais/ações)			
ON		0,00304	0,00138

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

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



	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Lucro líquido do período	118.815	54.034
Resultado abrangente do período	<u>118.815</u>	<u>54.034</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

EDP SÃO PAULO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.
 DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

(Em milhares de reais)



		Período de 3 meses findos em 31 de março					
		Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucros	Outros resultados abrangentes	Lucros acumulados	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2019		596.669	77.687	734.168	(165.036)	-	1.243.488
Lucro líquido do período						54.034	54.034
Saldos em 31 de março de 2020		596.669	77.687	734.168	(165.036)	54.034	1.297.522
		Período de 3 meses findos em 31 de março					
		Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucros	Outros resultados abrangentes	Lucros acumulados	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2020		596.669	77.687	529.598	(215.991)	-	987.963
Lucro líquido do período						118.815	118.815
Saldos em 31 de março de 2021		596.669	77.687	529.598	(215.991)	118.815	1.106.778

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

EDP SÃO PAULO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA
PERÍODOS DE 3 MESES FINDOS EM 31 DE MARÇO
(Em milhares de reais)



	Nota	2021	2020
Fluxo de caixa das atividades operacionais			
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro		179.103	81.291
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais			
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD		17.632	18.487
Valor justo do ativo financeiro indenizável		(30.812)	(9.157)
Depreciações e amortizações		33.068	29.006
Valor residual do ativo imobilizado e intangível baixados		5.016	5.089
Ativos e passivos financeiros setoriais		4.612	11.495
Fornecedores - atualização monetária - Energia livre		849	646
Encargos de dívidas e variações monetárias sobre empréstimos, financiamentos, debêntures e derivativos		32.955	21.550
Provisão para plano de benefícios pós-emprego		3.760	2.565
Provisões (reversões) e atualizações monetárias cíveis, fiscais e trabalhistas		13.716	11.579
Ajuste a valor presente		234	(42)
Encargos setoriais - provisão e atualização monetária		3.030	4.070
Cauções e depósitos vinculados a litígios - atualização monetária		(837)	(992)
Impostos e contribuições sociais - atualização monetária		(2.020)	(9.470)
Outros		2.799	4.241
		263.105	170.358
(Aumento) diminuição de ativos operacionais			
Consumidores e concessionárias		(78.171)	(12.462)
Ativos financeiros setoriais		18.658	40.087
Imposto de renda e contribuição social a compensar		43.406	41.567
Outros tributos compensáveis		61.318	(2.328)
Cauções e depósitos vinculados		(3.136)	(2.034)
Outros ativos operacionais		(12.344)	(6.799)
		29.731	58.031
Aumento (diminuição) de passivos operacionais			
Fornecedores		(105.537)	(55.211)
Passivos financeiros setoriais		(87.637)	(30.455)
Imposto de renda e contribuição social a recolher		(40.063)	(31.824)
Outros tributos a recolher		(29.727)	(14.573)
Benefícios pós-emprego		(5.257)	(1.918)
Encargos setoriais		(1.590)	(1.986)
Provisões		(5.378)	(6.787)
Outros passivos operacionais		(477)	(7.341)
		(275.666)	(150.095)
Caixa proveniente das atividades operacionais			
		17.170	78.294
Imposto de renda e contribuição social pagos		(38.791)	(28.511)
Caixa líquido (aplicado nas) provenientes das atividades operacionais			
		(21.621)	49.783
Fluxo de caixa das atividades de investimento			
Adições aos Ativos da concessão		(110.202)	(90.710)
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento			
		(110.202)	(90.710)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento			
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(46.897)	
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures		697.160	
Amortização do principal de empréstimos, financiamentos e debêntures		(461.078)	(109.522)
Pagamentos de encargos de dívidas líquido de derivativos		(30.808)	(21.570)
Pagamentos do principal e de juros de arrendamentos		(3.025)	(1.839)
Caixa líquido proveniente das (aplicado nas) atividades de financiamento			
	26.1	155.352	(132.931)
Aumento (Redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa			
		23.529	(173.858)
Caixa e equivalentes de caixa no final do período		492.796	248.160
Caixa e equivalentes de caixa no início do período		469.267	422.018
		23.529	(173.858)

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

EDP SÃO PAULO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO
PERÍODOS DE 3 MESES FINDOS EM 31 DE MARÇO
(Em milhares de reais)



	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Geração do valor adicionado	1.958.827	1.741.470
Receita operacional	1.836.932	1.657.593
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD	(17.632)	(18.487)
Receita de construção	97.100	91.305
Atualização do Ativo financeiro indenizável	30.812	9.157
Outras receitas	11.615	1.902
(-) Insumos adquiridos de terceiros	(1.026.041)	(957.685)
Custos da energia comprada	(684.283)	(664.339)
Encargos de uso da rede elétrica	(170.351)	(125.063)
Materiais	(3.415)	(4.588)
Serviços de terceiros	(39.806)	(40.828)
Custo com construção da infraestrutura	(97.100)	(91.305)
Outros custos operacionais	(31.086)	(31.562)
Valor adicionado bruto	932.786	783.785
Retenções		
Depreciações e amortizações	(35.666)	(31.261)
Valor adicionado líquido produzido	897.120	752.524
Valor adicionado recebido em transferência		
Receitas financeiras	37.076	34.575
Valor adicionado total a distribuir	934.196	787.099
Distribuição do valor adicionado		
Pessoal		
Remuneração direta	25.359	27.953
Benefícios	9.991	10.933
FGTS	3.330	2.920
Impostos, taxas e contribuições		
Federais	342.244	290.151
Estaduais	366.034	346.342
Municipais	5.662	5.827
Remuneração de capitais de terceiros		
Juros	63.378	48.158
Aluguéis	(617)	781
	815.381	733.065
Lucros retidos	118.815	54.034
	934.196	787.099

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

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 Base de preparação

2.1 Declaração de conformidade

As informações contábeis intermediárias foram preparadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) – Demonstração Intermediária e com a norma internacional de contabilidade IAS 34 – *Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board* - IASB, apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais – ITR e legislação específica emanada pela ANEEL, quando esta não for conflitante com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais.

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

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 informações contábeis intermediárias foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

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

A Diretoria da Companhia autorizou a emissão das informações contábeis intermediárias em 15 de abril de 2021. Após esta data, as alterações somente poderão ser efetuadas pelo Conselho de Administração.

Estas informações contábeis intermediárias foram elaboradas seguindo os princípios, métodos e critérios uniformes em relação àqueles adotados no encerramento do último exercício social em 31 de dezembro de 2020.

Algumas notas explicativas não estão sendo apresentadas no sentido de evitar repetições de informações já divulgadas nas demonstrações financeiras anuais de 31 de dezembro de 2020. Consequentemente, estas informações contábeis intermediárias devem ser lidas em conjunto com as demonstrações financeiras anuais divulgadas à CVM em 19 de fevereiro de 2021. Segue abaixo a relação das notas explicativas nessa situação:

Número da nota explicativa em 31/12/2020	Título da nota explicativa	Justificativa
2	Concessão	(a)
3.7	Novas normas e interpretações vigentes e não vigentes	(b)
8.5	Parcelamentos	(b)
11	Cauções e depósitos vinculados	(b)
14.2	Energia livre	(a)
21.3	Reservas	(b)
21.3.1	Retenção de lucros	(b)
21.3.2	Lucros retidos à deliberar	(b)
21.3.3	Outros resultados abrangentes	(b)
27.1.1.1	Ativos financeiros	(c)
27.1.1.2	Passivos financeiros	(c)
27.1.2	Valor Justo	(c)
27.1.2.1	Mensuração a valor justo	(c)
30	Cobertura de seguros	(b)

(a) Nota explicativa idêntica à divulgada nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2020.

(b) Não houve alteração no contexto da nota explicativa, sendo as variações dos valores referentes ao período findo em 31 de março de 2021, em relação ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020, considerados imateriais pela Administração da Companhia.

(c) Não houve alteração no contexto da nota explicativa, desta forma, os textos não estão sendo apresentados.

2.2 Práticas contábeis

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

2.3 Base de mensuração

As informações contábeis intermediárias 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 25.1.1; e (ii) os ativos e passivos líquidos de benefício definido que são reconhecidos a valor justo, com limitação de reconhecimento do superávit atuarial (Nota 16).

2.4 Uso de estimativa e julgamento

Na elaboração das informações contábeis intermediárias, 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 2.6.

As principais estimativas que representam risco significativo com probabilidade de causar ajustes materiais ao conjunto das informações contábeis intermediárias, nos próximos períodos, referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de: Análise da redução ao valor recuperável dos ativos (Nota 2.6); Determinação do fornecimento não faturado (Nota 5); Transações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (Notas 5 e 12); Determinação da Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD (Nota 5.4); Apuração dos ativos e passivos financeiros setoriais (Nota 6); Recuperação do imposto de renda e contribuição social diferidos (Nota 8); Apuração do ativo financeiro indenizável (Nota 11.1); Determinação dos déficits/superávits relacionados aos planos de benefícios pós-emprego (Nota 16); Provisões cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórias (Nota 18.1); e Mensuração a valor justo de instrumentos financeiros.

2.5 Moeda funcional e moeda de apresentação

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

2.6 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 5.4.

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.

Para o período findo em 31 de março de 2021 não houve indicação, seja por meio de fontes externas de informação ou fontes internas, de que algum ativo tenha sofrido desvalorização. Dessa forma, no período citado, a Administração julga que o valor contábil líquido registrado dos ativos é recuperável e, portanto, não houve necessidade de constituição de provisão para redução ao valor recuperável.

Adicionalmente, em relação ao acima destacado, a Administração da Companhia analisou o risco de continuidade operacional, tendo levado em consideração substancialmente as cláusulas de equilíbrio econômico financeiro da Companhia, bem como as ações legais que vem sendo tomadas pelo Governo Federal e ANEEL, concluindo assim pela segurança de continuidade operacional da Companhia.

3 Eventos significativos no período

3.1 Captações e liberações de recursos

Durante o 1º trimestre de 2021 a Companhia obteve os seguintes recursos:

Fonte	Data da liberação	Vencimento	Valor	Custo da dívida	Finalidade
Debêntures - 11ª Emissão	fev/21	jan/26	700.000	CDI + 1,50% a.a. (*)	Plano de Investimento 2019, 2020 e 2021
			700.000		

Para mais informações sobre os recursos recebidos acima, vide nota 14 e 15.

(*) A debênture da Companhia foi captada a IPCA + 3,91% e foi efetuado swap para CDI, como demonstrado acima. Maiores informações vide nota 25.1.2.

3.2 COVID-19 (pandemia do novo Coronavírus)

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

3.2.1 Medidas de Assistência Governamental iniciadas em 2020 com impactos no período de 2021

Publicação	Descrição	Status
Resoluções Normativas - REN ANEEL nº 878 de 24/03/2020, nº 886 de 15/06/2020 e nº 891 de 21/07/2020	A REN ANEEL nº 878 visava estabelecer a preservação da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica em decorrência da COVID-19, tendo como principal a vedação da suspensão de fornecimento por inadimplemento de unidades consumidoras relativas aos serviços e atividades considerados essenciais, conforme Decretos nº 10.282 e nº 10.288, de 2020 e o art. 11 da REN ANEEL nº 414/2010, onde existam pessoas usuárias de equipamentos de autonomia limitada, vitais à preservação da vida humana e dependentes de energia elétrica e das classes residenciais rural e baixa renda. A REN ANEEL nº 891 revisou a REN ANEEL nº 878, tendo como novas regras a partir de 1º de agosto de 2020: (i) diversas atividades de prestação de serviços ao consumidor devem ser retomadas pelas distribuidoras; (ii) manter a vedação de cortes de energia por falta de pagamento para os consumidores classificados como Baixa Renda enquanto durar o estado de emergência da pandemia; e (iii) volta a ser permitida a possibilidade de cortes de energia por falta de pagamento para consumidores residenciais e serviços e atividades considerados essenciais, onde a distribuidora deve enviar ao consumidor nova notificação sobre existência de pagamentos pendentes, ainda que já tenha encaminhado em período anterior para o mesmo débito.	Revogadas pela REN ANEEL nº 928/21 (Nota 3.2.2)
Resolução Normativa - REN ANEEL nº 885 de 23/06/2020 (Conta-covid)	A REN ANEEL nº 885, aprovou a regulamentação do Decreto nº 10.350/2020 da Conta-covid. A conta foi instituída pela MP nº 950, com objetivo de dar liquidez financeira ao setor e aliviar os consumidores de impactos tarifários no ano de 2020. A dinâmica da referida conta está fundamentada em antecipar ativos setoriais constituídos pelas empresas e que já seriam repassados às tarifas dos consumidores nos processos ordinários. Dessa forma, a operação garantiu o repasse desses ativos setoriais às distribuidoras, permitindo a manutenção da fluidez financeira da cadeia do setor elétrico, de maneira que, ao mesmo tempo, evitou impactos tarifários elevados aos consumidores nos processos tarifários de 2020, cujos custos da Conta-covid deverão ser diluídos num prazo de 54 meses. O total de recursos disponíveis para a operação foi de até R\$16,2 bilhões. Em 03 de julho de 2020 a Companhia divulgou Comunicado ao Mercado informando que, em reunião do Conselho de Administração, realizado naquela data, foi decidido pela adesão ao Termo de Aceitação da Resolução Normativa nº 885/2020, referente ao Decreto nº 10.320/2020. O valor total requerido pela Companhia foi de R\$354.288, referente a Ativos Regulatórios de Parcela A, sendo os limites de recebimento calculados pela ANEEL tendo como referência os itens de mercado e inadimplência. Os recursos da Conta-covid foram repassados à Companhia através de operação financeira sob coordenação da CCEE em 31 de julho de 2020, incorporados como componente financeiro negativo na base do Reajuste Tarifário Anual, cuja contribuição para amenizar o efeito para os consumidores foi de -8,50%.	A definição dos prazos de recolhimento e os valores das quotas mensais da CDE, realizou-se por meio do DSP ANEEL nº 181/21 (Nota 3.2.2)

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



3.2.2 Medidas de Assistência Governamental adotadas em 2021

Durante o 1º trimestre de 2021, foram homologados os seguintes normativos que impactaram a Companhia:

Publicação	Descrição	Status
Despacho - DSP ANEEL nº 181 de 27/01/2021	O DSP ANEEL nº 181, definiu os prazos de recolhimento e os valores das quotas mensais da CDE devido pela Companhia no âmbito da Conta-covid, visando a amortização da operação de crédito contratada pela CCEE para ajudar o caixa das distribuidoras, conforme os termos da REN ANEEL nº 885/2020. O encargo mensal total é de aproximadamente R\$429 milhões às distribuidoras que aderiram ao Termo de Aceitação da referida Resolução e devem ser recolhidos mensalmente à CCEE a partir do processo tarifário ordinário de 2021, com pagamento até o décimo dia do mês subsequente.	Este Despacho foi revogado em 05 de abril de 2021 conforme citado na nota 28.1
Resolução Normativa - REN ANEEL nº 928 de 26/03/2021	A REN ANEEL nº 928 visa estabelecer medidas para preservação da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica em decorrência da COVID-19, tendo como principal a vedação da suspensão de fornecimento por inadimplemento de unidades consumidoras relativas aos serviços e atividades considerados essenciais, conforme Resolução Normativa nº 414/2010, onde existem pessoas usuárias de equipamentos de autonomia limitada, vitais à preservação da vida humana e dependentes de energia elétrica e das classes residenciais de baixa renda (Nota 3.2.4.1).	Esta Resolução tem vigência da data de sua publicação até 30 de junho de 2021
Despacho - DSP ANEEL nº 904 de 30/03/2021	A ANEEL aprovou o Despacho que destina os recursos não utilizados de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Eficiência Energética - EE, geridos pela Companhia, para a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, sendo o recolhimento na data base de 31 de agosto de 2020 e seus respectivos percentuais aplicáveis entre 1º de setembro de 2020 e 31 de dezembro de 2025 (Corrente) sob as obrigações devidas aos programas. Com a regulamentação a Agência toma as providências necessárias para a liberação de R\$2,23 bilhões em 2021 com a finalidade de contribuir para a modicidade tarifária, como medida de mitigação dos impactos econômicos provenientes da pandemia da COVID-19.	O percentual de repasse de EE da Companhia destinado à CDE é de 30%. (Nota 17)

3.2.3 Medidas implementadas pela Administração da EDP - Energias do Brasil

No decorrer de 2020, a Administração do Grupo EDP - Energias do Brasil atuou de forma tempestiva seguindo uma estratégia dividida em três fases chamada de 3Rs (Reação, Recuperação e Reformulação), a fim de mitigar os impactos da COVID-19, focado na adaptação frente ao novo cenário. Na fase Reação, o Grupo criou um Comitê de Crise e definiu três prioridades de atuação no combate à crise: (i) proteger vidas; (ii) proteger a Companhia; e (iii) apoiar a sociedade. Na fase Recuperação, foi criado o Plano de Recuperação de Resultados, composto por 57 iniciativas destinadas a recuperar e garantir o desempenho econômico-financeiro. Na fase Reformulação, foi criado o Comitê de Oportunidades, no qual foram definidas 7 áreas de atualização, com um olhar voltado para o futuro, a fim de encontrar novas oportunidades a partir dos aprendizados trazidos pela crise.

Em apoio à sociedade, durante 2020, o Grupo EDP - Energias do Brasil destinou mais de R\$10 milhões à compra de respiradores e EPIs para a rede pública de saúde, à realização de obras elétricas de hospitais de campanha e à doação de 350 toneladas de alimentos e kits de higiene pessoal a comunidades vulneráveis e povos indígenas. Ao todo, essas iniciativas beneficiaram mais de 400 mil pessoas em todo o Brasil.

Diante da continuidade da pandemia, diversas iniciativas criadas no decorrer de 2020 oriundas do Comitê de Crise se mantêm para 2021, entre elas o Programa de *Home Office* Preventivo, os Planos de Contingências Operacionais para as Unidades de Negócio, adoção das Regras que Salvam Vidas-COVID-19, monitoramento dos casos suspeitos, entre outras ações necessárias para a proteção das pessoas e redução do impacto no negócio. As ações voltadas à sociedade também se mantêm, tendo como iniciativas realizadas em 31 de março de 2021:

- (i) expansão dos serviços disponíveis por vídeo atendimento e incentivo no uso dos canais virtuais, a fim de diminuir a necessidade de utilização das agências de atendimento presencial e locais físicos para pagamento de contas;
- (ii) investimento mais de R\$1,7 milhão para levar mais eficiência energética à 8 hospitais públicos nas cidades de São José dos Campos, Jacareí, Lorena, Caraguatatuba, Suzano e Guarulhos;
- (iii) contratação de 386 profissionais entre médicos, enfermeiros, fisioterapeutas e auxiliares de enfermagem para o atendimento de pacientes infectados com o novo coronavírus no Hospital das Clínicas de São Paulo, em uma ação conjunta com as empresas BTG Pactual, Cosan e Eurofarma;
- (iv) doação de 60 leitos pós-UTI ao governo do Espírito Santo, em parceria com as empresas Suzano e Águia Branca; e
- (v) doação de 4.250 oxímetros de dedo portáteis digitais, utilizados para medir a saturação de oxigênio no sangue, ao governo do estado do Espírito Santo, através da Federação das Indústrias do Espírito Santo - Findes, em conjunto com Fortlev, Nestlé/Garoto, Buaiç, Villoni, Mondelez, Selita, Frisa, Real Café e Uniaves.

3.2.4 Impacto nas informações contábeis intermediárias

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

3.2.4.1 Vedação da suspensão do fornecimento por inadimplemento de unidades consumidoras

Embora a vedação da suspensão do fornecimento de energia elétrica por inadimplência tenha iniciado novamente a partir de 26 de março de 2021, por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 928 (Nota 3.2.2), a Administração da Companhia entende que ainda não é possível constatar o aumento significativo nas perdas esperadas, mantendo as premissas de mensuração adotadas anteriormente demonstradas na nota 5.4.

3.2.4.2 Sobrecontratação de energia

Com o cenário de pandemia decorrente da COVID-19, existe uma excepcional redução no mercado de distribuição de energia elétrica para os períodos de 2020 e 2021, ocasionando assim, uma sobrecontratação da energia contratada. Em 18 de maio de 2020, por meio do Decreto nº 10.350 da ANEEL, esta sobrecontratação foi considerada como exposição contratual involuntária das distribuidoras de energia elétrica, restando à ANEEL a definição do cálculo do montante que será considerado como sobrecontratação involuntária.

Diante deste cenário, ainda em tratativas com a ANEEL para determinação da metodologia a ser aplicada, a Administração da Companhia estima que estes impactos da sobrecontratação involuntários devida à queda da carga em decorrência da pandemia estará em R\$29.283. Não houve sobrecontratação de energia, relativa ao período de três meses findos em 31 de março de 2021 para a Companhia (Nota 25.2.2.1).

4 Caixa e equivalentes de caixa

	Nota	31/03/2021	31/12/2020
Bancos conta movimento		26.239	75.913
Aplicações financeiras			
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	4.1	466.416	393.231
Fundos de investimento	4.2	141	123
		<u>466.557</u>	<u>393.354</u>
Total		<u>492.796</u>	<u>469.267</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 a riscos de taxas de juros, de crédito, e uma análise de sensibilidade para ativos e passivos financeiros são divulgadas na nota 25.

4.1 Certificados de Depósitos Bancários - CDB

As aplicações financeiras em CDBs estão remuneradas a taxas que variam entre 90,00% e 103,00% do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

4.2 Fundos de investimento

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

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

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

A rentabilidade do fundo no período é equivalente a 76,84% do CDI.

5 Consumidores e concessionárias

Circulante	Nota	Valores Correntes					Valores Renegociados					Saldo líquido em 31/03/2021	Saldo líquido em 31/12/2020	
		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	PECLD (Nota 5.4)	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias			PECLD (Nota 5.4)
Consumidores														
Fornecimento faturado														
Residencial		175.850	143.296	37.879	28.927	170.194	(161.012)	12.055	19.209	8.859	40.525	(45.953)	429.829	427.055
Industrial		54.133	8.620	3.377	6.780	32.840	(34.824)	2.976	1.936	661	4.148	(2.990)	77.657	128.605
Comércio, serviços e outras atividades		58.099	26.804	8.154	7.750	60.332	(48.925)	3.516	4.487	2.042	10.528	(10.866)	121.921	162.801
Rural		1.501	615	97	83	892	(727)	153	99	54	128	(45)	2.850	11.284
Poder público														
Federal		1.008	365	15	4	118	(2)	13	16	6	50		1.593	5.383
Estadual		1.614	99	37	60	183	(2)	4	3		26		2.024	4.065
Municipal		4.205	2.408	365	231	2.928	(13)	375	2.736	124	44	(1)	13.402	15.059
Iluminação pública		1.388	4.367	81	9	6.029		61	184	23	2.834		14.976	29.004
Serviço público		8.494	2.045	164	108	488		28	5	1	1		11.334	21.638
Serviços cobráveis		203	332	1.001	277	2.964	(2.427)						2.350	2.589
Fornecimento não faturado	5.1	322.064					(2.139)						319.925	229.546
(-) Arrecadação em processo de reclassificação		(5.147)											(5.147)	(3.007)
Outros créditos		482		28	125	607							1.242	1.277
		<u>623.894</u>	<u>188.951</u>	<u>51.198</u>	<u>44.354</u>	<u>277.575</u>	<u>(250.071)</u>	<u>19.181</u>	<u>28.675</u>	<u>11.770</u>	<u>58.284</u>	<u>(59.855)</u>	<u>993.956</u>	<u>1.035.299</u>
Concessionárias														
Suprimento de energia elétrica		10.381	1.325		458	69		507					12.740	18.430
Energia de curto prazo	5.2	114.639											114.639	10.963
Encargos de uso da rede elétrica		2.330	759	219	847	826		350					5.331	4.085
Outros créditos		36.477											36.477	36.477
		<u>163.827</u>	<u>2.084</u>	<u>219</u>	<u>1.305</u>	<u>895</u>	<u>-</u>	<u>857</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>169.187</u>	<u>69.955</u>
Total Circulante		<u>787.721</u>	<u>191.035</u>	<u>51.417</u>	<u>45.659</u>	<u>278.470</u>	<u>(250.071)</u>	<u>20.038</u>	<u>28.675</u>	<u>11.770</u>	<u>58.284</u>	<u>(59.855)</u>	<u>1.163.143</u>	<u>1.105.254</u>

NÃO CIRCULANTE	Nota	Correntes a vencer	Corrente vencida	PECLD (Nota 5.4)	Renegociados a vencer	Renegociada vencida		PECLD (Nota 5.4)	Saldo líquido em 31/03/2021	Saldo líquido em 31/12/2020
		Mais de 60 dias	Mais de 360 dias		Mais de 360 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias			
Consumidores										
Fornecimento faturado										
Residencial					5.476	1	1	(2.654)	2.824	3.395
Industrial			4.290	(2.520)	406			(92)	2.084	2.303
Comércio, serviços e outras atividades			18	(18)	5.473			(2.252)	3.221	3.410
Rural					17			(6)	11	4
Poder público										
Federal					2				2	-
Municipal					5.867				5.867	2.235
Iluminação pública					201				201	214
Serviço público					1				1	-
(-) Ajuste a valor presente	5.3				(262)				(262)	(28)
			<u>4.308</u>	<u>(2.538)</u>	<u>17.181</u>	<u>1</u>	<u>1</u>	<u>(5.004)</u>	<u>13.949</u>	<u>11.533</u>
Concessionárias										
Outros créditos		<u>1.029</u>		<u>(119)</u>					<u>910</u>	<u>910</u>
		<u>1.029</u>	<u>-</u>	<u>(119)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>910</u>	<u>910</u>
Total Não circulante		<u>1.029</u>	<u>4.308</u>	<u>(2.657)</u>	<u>17.181</u>	<u>1</u>	<u>1</u>	<u>(5.004)</u>	<u>14.859</u>	<u>12.443</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.

5.1 Fornecimento não faturado

O aumento do fornecimento não faturado é observado principalmente, pela redução do ciclo de leitura do Grupo A, devido às flexibilizações na medição de Consumidores Livres em atendimento à Resolução ANEEL nº 863/2019, aprimorando os procedimentos de medição e leitura para acessantes conectados ao sistema de distribuição.

5.2 Energia de curto prazo

O aumento observado deve-se às transações de energia e de encargos comercializados no âmbito da CCEE por sazonalização operacionalizada na Companhia, nos meses de fevereiro e março de 2021, cujos recebimentos ocorrem entre março e abril.

5.3 Ajuste a valor presente

O ajuste a valor presente, regulamentado pelo CPC 12, foi calculado com base na taxa de remuneração de capital, aplicada pela ANEEL nas revisões tarifárias da Companhia. Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado. Em 31 de março de 2021 e 31 de dezembro de 2020 a taxa corresponde a 12,26% a.a., afetando negativamente o resultado do período em R\$234 (R\$42 em 2020) (Nota 22).

5.4 Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD

A PECLD foi registrada sobre toda a vida do recebível com base em aplicação de percentual calculado a partir de estudo histórico de inadimplência segregados por parâmetros de: (i) classe de consumidor; (ii) tensão; (iii) data de faturamento; e (iv) data de vencimento. Desta forma, foi constituída matriz de risco por período de inadimplência, ajustada pela expectativa econômica do período corrente, obtida por meio da previsão dos parâmetros do índice de inadimplência de mercado do Banco Central, sendo segregada pelo consumo regular e irregular. Para a PECLD dos recebíveis renegociados, os percentuais são aplicados com base nos vencimentos originais de cada documento renegociado.

	PECLD esperada		Revisão de risco (*)	Resultado de perdas	Saldo em 31/03/2021
	Saldo em 31/12/2020	Ao longo da vida	PECLD		
Consumidores					
Residencial	(208.003)	(8.836)	(3.145)	10.365	(209.619)
Industrial	(42.341)	(1.041)	(97)	3.053	(40.426)
Comércio, serviços e outras atividades	(61.471)	(2.185)	(1.083)	2.678	(62.061)
Rural	(783)	(23)	1	27	(778)
Poder público	(1)		(28)	11	(18)
Iluminação pública	(1)		1		-
Serviços Cobráveis	(2.240)		(187)		(2.427)
Não faturado	(1.617)	(522)			(2.139)
	<u>(316.457)</u>	<u>(12.607)</u>	<u>(4.538)</u>	<u>16.134</u>	<u>(317.468)</u>
Concessionárias	(119)				(119)
Total	<u>(316.576)</u>	<u>(12.607)</u>	<u>(4.538)</u>	<u>16.134</u>	<u>(317.587)</u>
Circulante	(308.537)				(309.926)
Não circulante	(8.039)				(7.661)
Total	<u>(316.576)</u>				<u>(317.587)</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 31/03/2021				PECLD esperada 31/12/2020					
	Consumo regular		Consumo irregular		Consumo regular		Consumo irregular			
			Clientes ativos				Clientes ativos		Demais clientes	
	Baixa tensão	Média e Alta tensão	Baixa tensão	Média e Alta tensão	Baixa tensão	Média e Alta tensão	Baixa tensão	Média e Alta tensão	Baixa tensão	Média e Alta tensão
Consumidores										
Residencial	1,09%	n/a	17,32%	n/a	1,09%	n/a	17,32%	n/a	40,50%	n/a
Industrial	1,86%	0,66%	9,93%	23,68%	1,86%	0,66%	9,93%	23,68%	21,73%	25,93%
Comércio, Serviços e Outras Atividades	0,84%	0,46%	24,25%	n/a	0,84%	0,46%	24,25%	n/a	15,25%	n/a
Rural	0,35%	0,03%	14,62%	n/a	0,35%	0,03%	14,62%	n/a	41,59%	n/a
Poder Público	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Iluminação Pública	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Serviço Público	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a

Apesar da Resolução Normativa da ANEEL nº 928/21 (Nota 3.2.2) que estendeu até junho, entre outros, o prazo de 30 para 120 dias para suspensão de energia de consumidor cativo inadimplente e mantém a suspensão para clientes classificados como Baixa Renda, a referida resolução não extingue o débito, prevendo inclusive a cobrança de juros de mora e multa, no caso de atraso.

Para fins de PECLD, relativo aos efeitos da COVID-19 para a Companhia (Nota 3.2.4.1), até que se tenham dados observáveis suficientes para atualizar a expectativa de recebimentos futuros dos faturamentos ocorridos durante o exercício de 2020, a Administração da Companhia adotou, complementar aos critérios citados acima, as seguintes premissas de mensuração:

- A aplicação mensal de matriz de inadimplência para o cenário 2020, com bases em análises de arrecadação;
- Período de carência entre perdas esperadas e a aplicação da matriz, passou a ser de 4 meses;
- Revisão do risco de crédito do consumo irregular, com base nas informações históricas de clientes;
- Atualização do risco de crédito pelo cenário econômico atual considerando projeção dos parâmetros do indicador de inadimplência do Banco Central;

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



- Alongamento de toda a carteira de recebíveis do período de arrecadação de 48 para 60 meses, que representa o prazo máximo regulatório para cobrança dos clientes, já que se espera um maior prazo para a recuperabilidade dos recebíveis.

Para o período findo em 31 de março de 2021, não houve alteração nas premissas de mensuração citadas acima, decorrente da Resolução Normativa ANEEL nº 928/21.

A exposição da Companhia a riscos de crédito está divulgada na nota 25.2.4.

Notas explicativas
Período findo em 31 de março de 2021
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



6 Ativos e passivos financeiros setoriais

							Valores em amortização								Valores em constituição	
	Saldo em 31/12/2020	Apropriação	Amortização (i)	Atualização monetária	Saldo em 31/03/2021	Circulante	Não circulante	IRT (*) 2020	IRT (*) 2021	IRT (*) 2022	IRT (*) 2023	IRT (*) 2024	IRT (*) 2025	IRT (*) 2026	Indeterminado (**)	
CVA																
Compra de energia (ii)	14.718	(121.408)	14.206	1.091	(91.393)	(52.148)	(39.245)	(30.893)	(42.511)	(17.989)						
Custo da Energia de Itaipu (iii)	116.632	68.347	725	517	186.221	92.246	93.975	(1.733)	187.954							
PROINFA (992)		5.143	1.112	(41)	5.222	1.782	3.440	(1.657)	6.879							
Transporte Rede Básica	47.796	9.745	(3.159)	288	54.670	30.769	23.901	6.867	47.803							
Transporte de Energia - Itaipu	5.203	1.447	(92)	46	6.604	3.494	3.110	384	6.220							
Encargos de Serviço do Sistema - ESS / Encargos de Energia de Reserva - EER (iv)	30.979	70.994	(3.519)	(144)	98.310	52.178	46.132	6.045	92.265							
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (v)	24.881	16.431	(7.013)	274	34.573	22.332	12.241	10.090	24.483							
	239.217	50.699	2.260	2.031	294.207	150.653	143.554	(10.897)	323.093	(17.989)	-	-	-	-	-	
Itens financeiros																
Sobrecontratação de energia (vi)	(17.178)	3.383	14.489	(2.834)	(2.140)	(18.053)	15.913	(33.964)	31.824							
Neutralidade da Parcela A	(12.857)	(16.446)	(2.253)	(103)	(31.659)	(6.785)	(24.894)	4.368	(22.267)	(13.760)						
Ultrapassagem de demanda e Excedente de reativos	(205.430)	(8.352)	12.176		(201.606)	(27.210)	(174.396)	(27.210)	(48.703)	(48.703)	(19.248)	(19.248)	(19.248)	(19.246)		
Previsão de Risco Hidrológico - Antecipação (vii)	(207.537)	(45.827)	51.509	(241)	(202.096)	(129.606)	(72.490)	(115.108)	(86.988)							
Outros	(38.207)	(1.903)	11.955	5	(28.150)	(56.532)	28.382	(28.733)	2.399	(1.816)						
	(481.209)	(69.145)	87.876	(3.173)	(465.651)	(238.166)	(227.485)	(200.647)	(123.735)	(64.279)	(19.248)	(19.248)	(19.248)	(19.246)	-	
PIS e COFINS																
PIS/ COFINS Nota Técnica nº 115/04	27.426		(2.711)		24.715	24.715			24.715							
Exclusão do ICMS da base de PIS e COFINS (Nota 7.2.1)	(1.041.816)			(3.470)	(1.045.286)	(170.721)	(874.565)							-	(1.045.286)	
	(1.014.390)	-	(2.711)	(3.470)	(1.020.571)	(146.006)	(874.565)	-	-	24.715	-	-	-	-	(1.045.286)	
Total	(1.256.382)	(18.446)	87.425	(4.612)	(1.192.015)	(233.519)	(958.496)	(211.544)	199.358	(57.553)	(19.248)	(19.248)	(19.248)	(19.246)	(1.045.286)	
Ativo Circulante	93.072				148.745	148.745										
Ativo Não Circulante	196.943				124.031	124.031										
Passivo Circulante	433.852				382.264	382.264										
Passivo Não Circulante	1.112.545				1.082.527	1.082.527										

(*) IRT - Índice de Reposicionamento Tarifário.

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

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

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

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

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

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

6.1 Efeitos relevantes no período

O total de passivos setoriais líquidos dos ativos, em 31 de dezembro de 2020, somava um valor de R\$1.256.382, sendo que o total de passivos setoriais líquido dos ativos em 31 de março de 2021 soma um valor de R\$1.192.015. A variação no período no montante de R\$64.367 foi causada pelos seguintes motivos:

(i) Amortização: No período, foi repassado aos consumidores no faturamento de energia o montante de R\$87.425 referente a ativos setoriais líquidos homologados pela ANEEL.

(ii) Compra de Energia: A variação da apropriação referente aos valores de Compra de Energia deve-se a uma conjuntura de sazonalidade associada ao cenário energético, em que principalmente os custos do despacho termelétrico dentro da ordem de mérito apresentarem-se inferiores no período em análise, com relação ao cenário médio previsto para o ano tarifário da Companhia. Não obstante, cabe observar que no período foi em análise houve despachos termelétricos fora da ordem de mérito, impactando os custos previstos no Encargo de Serviço de Sistema (ESS).

(iii) Custo da energia de Itaipu: Os custos de energia elétrica de Itaipu atribuídos mensalmente às distribuidoras são valorados de acordo com o câmbio do dólar. No processo tarifário de 2020 da Companhia, realizado em outubro do referido exercício, foi considerada uma premissa de R\$5,46 para a definição da cobertura tarifária. Ocorre que a taxa cambial do dólar verificada no período em análise foi superior à cobertura tarifária, gerando a variação da apropriação verificada pela Companhia, a ser repassada às tarifas quando do processo de Reajuste Tarifário 2021, conforme regras definidas pela ANEEL. Além disso, outro fator que explica a variação verificada decorre da metodologia de cálculo da CVA, em que se compara mensalmente o preço da energia de Itaipu, assim como o preço dos demais contratos de energia com a Tarifa Média de Cobertura (TMC). A TMC é uma média ponderada dos preços dos contratos de energia da distribuidora previstos para o seu ano tarifário. Portanto, o preço de energia de Itaipu verificado no período foi superior à TMC, resultando na formação de um ativo regulatório.

(iv) Encargos de Serviço do Sistema - ESS / Encargos de Energia de Reserva - EER: Os custos do ESS/EER atribuídos à Companhia no período em análise se mostraram superiores aos montantes previstos de cobertura tarifária, em decorrência principalmente do acionamento de usinas termelétricas fora da ordem de mérito, realizado no primeiro trimestre de 2021. Esse despacho termelétrico foi decidido pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), em razão da baixa hidrologia verificada no período úmido do Sistema Interligado Nacional (SIN), de modo a preservar os reservatórios das usinas hidrelétricas. Nesse sentido, os custos do despacho termelétrico dessa natureza são transferidos às distribuidoras por meio do ESS, que posteriormente são repassados aos consumidores, quando do processo tarifário seguinte.

(v) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE: A Resolução Homologatória ANEEL nº 2.644 de 2019 definiu os montantes de quotas da CDE para o ano de 2020, cujos montantes foram considerados como cobertura tarifária no Reajuste Tarifário de 2020 da Companhia. Posteriormente, a ANEEL abriu a Consulta Pública nº 072/2020, objetivando obter subsídios para a definição das quotas da CDE de 2021. No entanto, em decorrência da Medida Provisória nº 998/2020, e principalmente as discussões promovidas na Câmara dos Deputados e Senado, até a conversão da Lei nº 14.120/2021, as quotas da CDE de 2021 não foram definidas até o presente momento pela ANEEL. Nesse contexto, a Agência Reguladora definiu quotas mensais provisórias para os meses de janeiro, fevereiro, e março de 2021, conforme Despachos 619/2021, 1003/2021 e 2834/2021, respectivamente. Portanto, a apropriação verificada pela Companhia no período refere-se aos custos superiores das quotas mensais provisórias, com relação a cobertura tarifária atual, cujos montantes serão revertidos às tarifas no Reajuste Tarifário de 2021.

(vi) Sobrecontratação de energia: A sobrecontratação de energia foi influenciada, majoritariamente, pela venda de todo o montante de energia considerado como sobrecontratação voluntária, no Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE) realizado em dezembro de 2020, com efeitos para o ano de 2021. Sob esta premissa, considera-se que a Companhia não tem efeito de sobrecontratação em 2021, pois o montante de energia acima do limite regulatório está sendo considerado como involuntário. Contudo, as variações de carga continuam a afetar o nível de contratação e as variações de PLD e carga afetam o resultado do MVE.

Em adição à Resolução Normativa ANEEL nº 885/2020, foi encerrada a Consulta Pública ANEEL nº 35/2020, instaurada para aprimoramento de mecanismos relativos à reequilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, advindos da elevação de custos e frustração de receitas originado do estado de calamidade pública determinado pelo Decreto Legislativo nº 6 em decorrência da pandemia da COVID-19 (Nota 3.2), porém ainda não houve deliberações pela ANEEL.

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

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

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

(vii) 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 das distribuidoras com relação ao mercado de referência do Reajuste Tarifário de 2020, ocasionando dessa forma uma maior arrecadação dos Encargos Setoriais, que serão repassados aos consumidores no processo tarifário de 2021.

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

7 Imposto de renda, Contribuição social e Outros tributos

	Nota	Saldo em 31/12/2020	Adição	Atualização monetária	Adiantamentos / Pagamentos	Compensação de tributos	Transfêrência	Saldo em 31/03/2021
Ativos compensáveis								
Imposto de renda e contribuição social a compensar		15.802			29.832		(29.832)	15.802
Total Circulante		15.802	-	-	29.832	-	(29.832)	15.802
Outros tributos compensáveis								
ICMS	7.1	138.411	11.902				(4.094)	146.219
PIS e COFINS	7.2.1	990.569	78.915	2.992		(73.021)	(78.186)	921.269
IRRF sobre aplicações financeiras		1.197	916				(835)	1.278
IR/CS retidos sobre faturamento		467	496				(436)	527
Outros		1.390	33					1.423
Total		1.132.034	92.262	2.992	-	(73.021)	(83.551)	1.070.716
Circulante		337.845						273.236
Não circulante		794.189						797.480
Passivos a recolher								
Imposto de renda e contribuição social a recolher		9.022	49.720		(8.959)		(31.104)	18.679
Total Circulante		9.022	49.720	-	(8.959)	-	(31.104)	18.679
Outros tributos a recolher								
ICMS	7.3	134.257	365.420		(365.499)		(4.094)	130.084
PIS e COFINS		33.819	130.162	272		(64.745)	(78.185)	21.323
Tributos sobre serviços prestados por terceiros		2.439	2.197	1	(2.355)			2.282
IRRF sobre juros s/ capital próprio	7.4	8.276				(8.276)		-
Parcelamentos		185.938		699	(5.189)			181.448
Encargos com pessoal		5.162	12.781		(13.263)			4.680
Outros		270	347					617
Total		370.161	510.907	972	(386.306)	(73.021)	(82.279)	340.434
Circulante		203.740						178.501
Não circulante		166.421						161.933

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.

7.1 ICMS - Ativos Compensáveis

Do saldo a compensar de R\$146.219 (R\$138.411 em 31 de dezembro de 2020), R\$6.585 (R\$6.530 em 31 de dezembro de 2020) são Circulante e R\$139.634 (R\$113.881 em 31 de dezembro de 2020) são Não circulante. Do montante total, R\$146.220 (R\$138.404 em 31 de dezembro de 2020) 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.

7.2 PIS e COFINS

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

Em 10 de dezembro de 2019 a Companhia obteve o trânsito em julgado com decisão favorável em processo judicial, no qual foi reconhecido o direito de excluir os valores do ICMS próprio da base de cálculo do PIS e da COFINS, bem como, de reaver valores recolhidos anteriormente. A Receita Federal deferiu o pedido de habilitação dos créditos. Com relação ao tratamento tarifário, a Companhia formulou consulta à ANEEL e recebeu resposta por meio do Ofício nº 392 em 19 de novembro de 2019, com a orientação de que a agência, por meio de suas áreas técnicas, está analisando a melhor forma do repasse dos valores recuperados às tarifas homologadas aos consumidores das Concessionárias. Em 17 de março de 2020, a ANEEL abriu a Tomada de Subsídios nº 5/2020 buscando obter subsídios por meio de "Participação Social", para a formulação de sua manifestação quanto ao tratamento a ser dado pelas distribuidoras de energia elétrica aos créditos tributários decorrentes desses processos judiciais. O montante reconhecido na rubrica de passivos financeiros setoriais (Nota 6) refere-se ao valor principal atualizado monetariamente.

Em 11 de fevereiro de 2021 a ANEEL abriu a Consulta Pública nº 5/2021, objetivando definir a metodologia de devolução aos consumidores dos créditos tributários. O prazo de contribuições dos agentes se estendeu até 29 de março de 2021, cujos principais pontos de discussão apresentados pela ANEEL em Nota Técnica nº 9/2021 SFF/SGT/SRM/SMA/ANEEL, estavam relacionados ao: (i) montantes a serem devolvidos a cada ciclo tarifário da Companhia, (ii) tempo necessário para a devolução, e (iii) operacionalização da devolução. A expectativa é que o tema seja deliberado pela Agência no primeiro semestre de 2021, com publicação da Resolução contendo as regulamentações para devolução dos créditos tributários. O montante reconhecido na rubrica de passivos financeiros setoriais (Nota 6) refere-se ao valor principal atualizado monetariamente.

A movimentação dos referidos valores, está em conformidade com a Solução de Consulta da RFB nº 13/2018, incluindo atualização monetária e compensação em 31 de março de 2021, demonstrado a seguir:

	Principal	Atualização	(-) Compensação	Total
Exclusão do ICMS próprio na base de cálculo do PIS e da COFINS	788.673	255.462	(201.815)	842.320

7.3 ICMS - Passivo a Recolher

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

7.4 IRRF sobre Juros Sobre Capital Próprio

Refere-se ao Imposto de Renda Retido na Fonte da Companhia, à alíquota de 15%, incidente sobre os valores pagos aos acionistas a título de Juros sobre o Capital Próprio conforme legislação. O saldo em 31 de dezembro de 2020 de R\$8.276 é relativo ao IRRF sobre JSCP deliberado no exercício de 2020 e liquidado em janeiro de 2021.

8 Tributos diferidos

Nota	Ativo		Passivo	
	Não circulante		Não circulante	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
PIS e COFINS			918	879
Imposto de renda e contribuição social	215.346	225.914		
Total	215.346	225.914	918	879

8.1 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.

8.1.1 Composição

Nota	Ativo Não circulante		Passivo Não circulante		Resultado		
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	Períodos de 3 meses findos em 31 de março		
					2021	2020	
Diferenças Temporárias							
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD	159.469	158.090			1.379	1.291	
Benefício pós-emprego	79.066	79.562			(496)	221	
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	88.684	86.390			2.294	1.717	
Consumidores - ajuste a valor presente	89	9			80	(14)	
Valor justo do Ativo Financeiro Indenizável - ICPC 01 (R1)			142.689	132.213	(10.476)	(3.113)	
Instrumentos financeiros - CPC 39			1.992		(1.992)		
Benefícios pós-emprego - PSAP	8.1.1.1	(111.268)	(111.268)				
Benefício pós-emprego - Outros resultados abrangentes	8.1.1.1	111.268	111.268				
Outras		1.510	1.160	7.992	7.792	150	181
Total diferenças temporárias		328.818	325.211	152.673	140.005	(9.061)	283
Crédito fiscal do ágio incorporado	8.1.1.2	39.201	40.708			(1.507)	(1.548)
Total bruto		368.019	365.919	152.673	140.005	(10.568)	(1.265)
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos		(152.673)	(140.005)	(152.673)	(140.005)		
Total		215.346	225.914	-	-		

8.1.1.1 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 16.1.1.2).

8.1.1.2 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\$5.780 até o ano de 2027 (Nota 11.2.1.2).

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



8.1.2 Realização dos tributos diferidos ativos

Os tributos diferidos ativos são revisados a cada encerramento do período e são reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável. A Administração da Companhia elaborou a projeção de resultados tributáveis futuros, demonstrando a capacidade de realização desses créditos tributários nos períodos indicados. Com base no estudo técnico das projeções de resultados tributáveis, a Companhia estima recuperar o crédito tributário nos seguintes exercícios:

<u>2021</u>	<u>2022</u>	<u>2023</u>	<u>2024</u>	<u>2025</u>	<u>2026 a 2028</u>	<u>Total Não circulante</u>
110.702	88.238	74.639	37.624	45.513	11.303	368.019

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

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



9 Partes relacionadas

Além dos valores de dividendos a pagar para sua Controladora (Nota 13), 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 período, são apresentados como segue:

	Relacionamento	Preço praticado (R\$/MWh)	Duração	Ativo		Passivo		Receitas (Despesas)			
				Não circulante		Circulante		Operacionais			
				31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020	2021	2020
Fornecedores (Nota 12)											
Suprimento de energia elétrica											
Porto do Pecém	Controle Comum	Parcela fixa (*) + Custo variável	27/08/2008 à 31/12/2026			4.358	7.087			(12.803)	(9.626)
Energest	Controle Comum	246,94	01/01/2008 à 31/12/2037			34	35			(76)	(72)
Investco	Controle Comum	234,88	01/08/2002 à 15/12/2032			240	203			(760)	(506)
Investco	Controle Comum	234,88	01/08/2005 à 15/12/2032			7	6			(21)	(14)
Lajeado	Controle Comum	244,81	01/01/2008 à 31/12/2037			2	2			(7)	(6)
Lajeado	Controle Comum	246,94	01/01/2009 à 31/12/2038			10	14			(30)	(29)
Lajeado	Controle Comum	229,97	01/01/2009 à 31/12/2038			44	45			(98)	(92)
CEJA	Controle Comum	175,76	01/01/2015 à 31/12/2044			982	1.028			(2.228)	(2.098)
Uso do sistema de transmissão											
Investco	Controle Comum		01/08/2005 à 15/12/2032			22	20			(71)	(57)
EDP Transmissão	Controle Comum		09/02/2019 à 31/01/2033			31	32			(71)	(63)
EDP Transmissão MA II	Controle Comum		04/01/2020 à 31/01/2033			52	51			(118)	(54)
				-	-	5.782	8.523	-	-	(16.283)	(12.617)
Outros créditos e Outras contas a pagar (Nota 10)											
Convênio de arrecadação											
EDP GRID	Controle Comum		12/09/2014 à 30/06/2023			275	314				
EDP Solução	Controle Comum		04/01/2019 à 31/12/2023			180	231				
Contrato de Compartilhamento de Recursos Humanos (a)											
EDP - Energias do Brasil	Controladora		01/01/2019 à 31/12/2021	350					742	1.691	662
Compartilhamento dos serviços de infraestrutura (b)											
EDP - Energias do Brasil	Controladora		01/01/2015 à 31/12/2021					141	78	(450)	(676)
Opções de ações outorgadas da controladora (Nota 9.2.1)											
EDP - Energias do Brasil	Controladora		15/06/2016 à 18/06/2025					809	731	(79)	(245)
Contrato de Compartilhamento de Atividades de Backoffice (c)											
EDP - Energias do Brasil	Controladora		01/01/2019 à 31/12/2021		35					(2.192)	(1.090)
				350	35	455	545	950	1.551	(1.030)	(1.349)
				350	35	6.237	9.068	950	1.551	(17.313)	(13.966)

(*) A parcela fixa é de R\$2.576 por mês.

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 27.2).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

O critério de rateio considera direcionadores que ponderam o esforço de cada área para cada empresa, que foi suportado por consultoria especializada independente, e envolve as seguintes partes relacionadas: EDP - Energias do Brasil e suas controladas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, EDP Comercializadora, Energest, Investco, Lajeado e Porto do Pecém.

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

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

9.1 Controladora direta

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

9.2 Remuneração dos administradores

9.2.1 Opções de ações outorgadas da controladora

Entre os anos de 2016 e 2020, a controladora EDP - Energias do Brasil instituiu, respectivamente, o primeiro, o segundo, o terceiro, o quarto e o quinto 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 2021 da mesma o montante de R\$79 (R\$245 em 2020) 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.

9.2.2 Remuneração total do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária pagos pela Companhia referente ao período findo em 31 de março

	2021			2020		
	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Total	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Total
Remuneração (a)	318	11	329	585	11	596
Benefícios de curto prazo (b)	20		20	21		21
Benefícios - Previdência Privada	14		14	28		28
Total	352	11	363	634	11	645

(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 9.2.1), o montante relativo à diretores estatutários da Companhia, estimado no resultado de 2021, é de R\$48. Os montantes estimados apenas serão considerados como remuneração da diretoria estatutária neste quadro quando da efetiva outorga das ações da controladora.

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

Nota	Circulante		Não circulante	
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
Outros créditos - Ativo				
Adiantamentos		4.721	4.975	
Descontos tarifários	10.1	18.161	21.837	
Modicidade tarifária - baixa renda	10.2		8.055	8.055
Bens destinados à alienação/desativação		1.614	2.134	
Serviços em curso		1.137	1.146	
Serviços prestados a terceiros	10.9	64.359	57.198	36
Ressarcimento de custos – CDE/ RGR	17	18		
Compartilhamento/Serviços entre partes relacionadas	9		350	35
Estoques	10.3	22.301	15.832	
Outros		5.069	4.152	1.712
Total		117.380	107.274	10.286
Outras contas a pagar - Passivo				
Adiantamentos recebidos - alienação de bens e direitos		531	1.501	
Contribuição de iluminação pública	10.4	11.676	12.072	
Cretores diversos - consumidores e concessionárias		36.431	30.205	
Folha de pagamento		1.413	2.101	
Modicidade tarifária - baixa renda	10.2	469	472	9.810
Cessão de créditos de ICMS		330	330	
Arrecadação de terceiros a repassar		9.319	9.189	
Compartilhamento/Serviços entre partes relacionadas	9	455	545	1.551
Arrendamentos e aluguéis	10.5	10.536	12.568	20.404
Obrigações sociais e trabalhistas	10.6	41.161	37.650	
Reserva para reversão e amortização	10.7	1.944	1.945	9.718
Adiantamento de descontos tarifários	10.1		10.242	
Outros	10.8	36.007	36.212	32.109
Total		150.272	155.032	75.820

10.1 Descontos tarifários

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

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

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

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

Resolução Homologatória	Competências	Valor mensal
ANEEL nº 2.629/19	Out/19 a Set/20	8.663
ANEEL nº 2.790/20	Out/20 a Set/21	7.868

Segue abaixo a composição dos descontos tarifários:

	Saldo em 31/12/2020	Descontos tarifários	Ressarcimen- to	Saldo em 31/03/2021
Subsídio Baixa Renda	9.622	10.581	(9.850)	10.353
Subsídio Carga Fonte Incentivada - Res. nº 77/04	2.740	24.478	(20.747)	6.471
Subsídio Geração Fonte Incentivada - Res. nº 77/04	878	746	(464)	1.160
Subsídio Rural	1.440	1.291	(884)	1.847
Subsídio Irrigante/Aquicultor - Res. nº 414/10	(150)	60	(51)	(141)
Subsídio Água/Esgoto/Saneamento - Despacho nº 3.629/11	2.736	2.385	(3.248)	1.873
Subsídio Distribuição - TUSD fio B	(5.671)	477	1.792	(3.402)
	11.595	40.018	(33.452)	18.161

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

	Saldo em 31/03/2021	Saldo em 31/12/2020
Parcela mensal	18.818	9.409
Parcela de ajustes homologados (RH nº 3.332, de 29 de novembro de 2019)	(7.868)	(7.868)
Parcela de ajustes a homologar	(3.144)	432
Saldo subsídio baixa renda	10.355	9.622
	18.161	11.595

10.2 Modicidade tarifária - baixa renda

Através do Termo de Notificação nº 1.091/05, a Comissão de Serviços Públicos de Energia - CSPE, atual Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - ARSESP, determinou a correção do critério de cadastramento do equipamento de medição instalados em unidades consumidoras residenciais, alterando-as de bifásicas para monofásicas, com efeito retroativo ao ano de 2002.

As unidades consumidoras, apesar de estarem conectadas por meio do sistema monofásico a três fios, estavam classificadas como bifásicas, situação que impedia o faturamento das mesmas na condição de residencial baixa renda. Depois de inúmeras negociações com ANEEL e ARSESP, entre os períodos de 2008 a 2009, a Companhia providenciou a revisão dos faturamentos classificando as unidades consumidoras como residencial Baixa Renda, quando identificados os valores a devolver aos consumidores até então faturados sem o benefício da tarifa social.

Conforme acordado com ANEEL e ARSESP, a restituição de valores aos consumidores teve início a partir do faturamento de março de 2009. Até 31 de março de 2021 foi restituído o montante de R\$19.459 (R\$19.473 em 31 de dezembro de 2020), restando um saldo a restituir no montante de R\$10.279 (R\$10.282 em 31 de dezembro de 2020), envolvendo unidades consumidoras ainda ativas e inativas do cadastro de faturamento da Companhia.

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

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



Adicionalmente, a regulamentação prevê o direito da Companhia reaver valores a título de subvenção econômica, líquidos dos referidos impostos e deduções previstas, cujo saldo a receber em 31 de março de 2021 é de R\$8.055 (R\$8.055 em 31 de dezembro de 2020), que se realizará à medida em que as devoluções aos consumidores forem validadas pela ARSESP e homologadas pela ANEEL.

10.3 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 11.3) pelo montante, em 31 de março de 2021, de R\$60.765 (R\$33.860 em 31 de dezembro de 2020).

10.4 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.

10.5 Arrendamentos e aluguéis

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

	Saldo em 31/12/2020	Adições (Nota 10.5.1)	Pagamentos	Transferên- cias	AVP	Saldo em 31/03/2021
Edifícios	6.713	1.010	(1.800)	(4.133)	4.983	6.773
Máquinas e equipamentos	-	1.409	(341)		(4)	1.064
Veículos	5.855	438	(884)	991	(3.701)	2.699
Total Circulante	12.568	2.857	(3.025)	(3.142)	1.278	10.536
Edifícios	18.128	10.883		4.133		33.144
Veículos	2.276			(991)	(8)	1.277
Total Não circulante	20.404	10.883	-	3.142	(8)	34.421
Total	32.972	13.740	(3.025)	-	1.270	44.957

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		Máquinas e equipamentos		Veículos	
	Valor	Taxas (%)	Valor	Taxas (%)	Valor	Taxas (%)
Circulante						
2021	4.675	9,12%	950	7,87%	1.953	9,23%
2022	2.098	9,80%	114	2,62%	746	9,58%
Total	6.773		1.064		2.699	
Não Circulante						
2022	4.095	9,85%			1.277	9,58%
2023	5.126	10,04%				
2024	4.820	10,12%				
2025	4.525	10,12%				
2026	4.272	11,14%				
2027 até 2039	10.306	10,66%				
Total	33.144		-		1.277	

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	75.985	44.828
PIS/COFINS potencial (9,25%)	(7.209)	(4.147)

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 março de 2021 de R\$69.261 (R\$58.410 em 31 de dezembro de 2020), R\$36.112 (R\$24.508 em 31 de dezembro de 2020) referem-se aos referidos ativos e estão apresentados conforme abaixo:

	Taxas anuais médias de depreciação			Taxas anuais médias de depreciação				
	%	Custo histórico	31/03/2021 Depreciação acumulada	Valor líquido	%	Custo histórico	31/12/2020 Depreciação acumulada	Valor líquido
Ativos de direito de uso								
Edificações, obras civis e benfeitorias	15,23	47.180	(14.454)	32.726	20,00	35.287	(12.925)	22.362
Máquinas e equipamentos	120,00	1.409	(142)	1.267				-
Veículos	46,99	7.220	(5.101)	2.119	73,58	6.782	(4.636)	2.146
Total Ativos de direito de uso		55.809	(19.697)	36.112		42.069	(17.561)	24.508

• **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.

• **Máquinas e equipamentos:** Refere-se a renovação do contrato de locação de usina móvel (gerador).

• **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 período para os Ativos de direito de uso está demonstrada abaixo:

	Valor líquido em 31/12/2020		Valor líquido em 31/03/2021	
	Ingressos	Depreciações	Ingressos	Depreciações
Ativos de direito de uso				
Edificações, obras civis e benfeitorias	22.362	11.893	(1.529)	32.726
Máquinas e equipamentos	-	1.409	(142)	1.267
Veículos	2.146	438	(465)	2.119
Total Ativos de direito de uso	24.508	13.740	(2.136)	36.112

10.5.1 Ingressos

O valor de ingressos de R\$11.893 refere-se principalmente a nova sede da filial da controladora localizada em São Paulo.

10.6 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.

10.7 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.

10.8 Outros

Refere-se ao adiantamento de receitas relativo a contrato de compartilhamento de infraestrutura de cliente.

10.9 Serviços prestados a terceiros

A variação no período refere-se a serviço de compartilhamento de infraestrutura.

11 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 11.1) - 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 11.2) - 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 11.3).

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.

11.1 Ativo financeiro indenizável

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

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

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

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

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

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

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

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 período é a seguinte:

	Saldo em 31/12/2020	Transferên- cias dos Ativo da concessão (Nota 11.3)	31/03/2021			Saldo em 31/03/2021
			Valor justo	Baixas	Reclassifica- ção	
Ativo financeiro indenizável	1.428.130	66.820	30.812	(602)	(86)	1.525.074
	1.428.130	66.820	30.812	(602)	(86)	1.525.074

11.2 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.

11.2.1 Composição

	Nota	31/03/2021				31/12/2020			
		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	11.2.1.1								
Em serviço		4,67	2.531.822	(1.677.270)	854.552	4,47	2.495.292	(1.665.524)	829.768
Atividades não vinculadas à concessão									
Ágio na Incorporação de sociedade controladora	11.2.1.2	3,85	460.584	(338.524)	122.060	4,40	460.584	(334.093)	126.491
(-) Provisão para manutenção de dividendos	11.2.1.2	3,85	(460.584)	338.524	(122.060)	4,40	(460.584)	334.093	(126.491)
			2.531.822	(1.677.270)	854.552		2.495.292	(1.665.524)	829.768

11.2.1.1 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.

11.2.1.1.1 Bens totalmente amortizados

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

	31/03/2021	31/12/2020
Direito de concessão - Infraestrutura		
Edificações, obras civis e benfeitorias	46.769	46.760
Máquinas e equipamentos	539.604	537.809
Veículos	14.773	20.900
Móveis e utensílios	4.166	4.106
Outros	184.137	184.137
Total	789.449	793.712

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.

11.2.1.2 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 8.1.1.2).

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.

11.2.2 Movimentação

	31/12/2020		31/03/2021			Valor líquido 31/03/2021
	Valor líquido	Transf. para intangível	Amortizações	Baixas	Reclassifica- ção	
Intangível em serviço						
Direito de concessão - Infraestrutura	829.768	62.144	(32.774)	(4.672)	86	854.552
Total	829.768	62.144	(32.774)	(4.672)	86	854.552

11.3 Ativos da concessão

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

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

Quando do término da construção da infraestrutura, fica evidenciada a conclusão da obrigação de desempenho exigida pelo CPC 47, sendo os referidos ativos bifurcados como Ativo financeiro indenizável (Nota 11.1) ou como Ativo Intangível (Nota 11.2), conforme a forma de remuneração.

	Valor líquido em 31/12/2020	Transf. para o Intangível	Transf. para o Ativo financeiro indenizável	Adições (Nota 11.3.1)	Juros capitalizados	Reclassificação	Valor líquido em 31/03/2021
Ativos da concessão	285.113	(62.144)	(66.820)	96.031	1.069	431	253.680
Total Não circulante	285.113	(62.144)	(66.820)	96.031	1.069	431	253.680

11.3.1 Adições

Do total de ingressos: (i) 59,8% foram destinados à instalação de sistemas de medição, expansão de linhas, subestações e redes de distribuição para ligação de novos clientes; (ii) 21,6% 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) 7,4% foram investidos em telecomunicações, informática e outras atividades, tais como infraestrutura e projetos comerciais; e (iv) 11,3% foram investidos em combate à perdas.

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

	31/03/2021	31/12/2020
BRR Homologada em 30 de abril de 2019	2.348.174	2.348.174
BAR Homologada em 30 de abril de 2019	74.891	74.891
Movimentações de base	(350.672)	(293.583)
Investimento Incremental	538.175	409.211
Bases Regulatórias	2.610.568	2.538.693
Ativo financeiro indenizável	1.525.074	1.428.130
Intangível em serviço	854.552	829.768
Total do Balanço patrimonial	2.379.626	2.257.898
VNR do Intangível não registrado	230.942	280.795

O montante de R\$230.942 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 informações contábeis intermediárias estão mensurados pelo custo de aquisição/construção, deduzido de amortização acumulada.

12 Fornecedores

	Nota	Circulante	
		31/03/2021	31/12/2020
Suprimento de energia elétrica (i)	12.1	322.400	360.891
Energia livre		11.119	10.270
Encargos de uso da rede elétrica		73.438	71.954
Operações CCEE	12.2	189	60.114
Materiais e serviços		84.524	93.129
Total		491.670	596.358

(i) O valor total de garantias de compras de energia é de R\$84.170 em 31 de março de 2021 (R\$89.086 em 31 de dezembro de 2020).

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.

12.1 Suprimento de energia elétrica

A diminuição do saldo referente a Suprimento de energia elétrica em 31 de março de 2021 decorre, principalmente, da baixa de consumo de energia e, por consequência, o não acionamento de termoeletrico pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, acarretando diretamente no aumento da parcela variável dos contratos de produção de energia por disponibilidade.

12.2 Operações CCEE

Como mencionado na nota 5.2, a sazonalização operacionalizada no período de 2021 foi superavitária, demonstrando assim a redução dos montantes a pagar na CCEE.

13 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.

JSCP

Em RCA - Reunião do Conselho de Administração, realizada em 29 de março de 2021, foi aprovada a antecipação do pagamento de JSCP na declarada RCA de 28 de dezembro de 2020, no montante de R\$55.172, sendo R\$46.897 líquido de imposto de renda, pagos integralmente aos acionistas em 31 de março de 2021.

Segue abaixo a movimentação do saldo de dividendos no período:

Passivo	31/12/2020	Pagamentos	31/03/2021
EDP - Energias do Brasil	93.569	(46.897)	46.672
	93.569	(46.897)	46.672

Notas explicativas
Período findo em 31 de março de 2021
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



14 Debêntures
14.1 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	31/03/2021				31/12/2020			
										Encargos		Principal		Encargos		Principal	
										Circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Circulante	Não circulante	Total
Moeda Nacional																	
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	903	60.293	30.000	91.196	425	60.293	30.000	90.718
(-) Custos de emissão				(1.052)		07/04/2017 a 07/04/2022			Amortização mensal		(81)	(1)	(82)		(107)	(14)	(121)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	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					933	100.000		100.933
(-) Custos de emissão				(1.183)		20/12/2017 a 20/01/2021			Amortização mensal						(13)		(13)
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	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	13.091		278.969	292.060	17.233		271.900	289.133
(-) Custos de emissão				(3.948)		15/08/2018 a 15/08/2025			Amortização mensal			(2.244)	(2.244)			(2.407)	(2.407)
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	23		200.000	200.023	1.008		200.000	201.008
(-) Custos de emissão				(514)		09/04/2019 a 30/03/2024			Amortização mensal			(514)	(514)			(557)	(557)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 476/09	700.000	1	700.000	11ª emissão em 12/02/2021	12/02/2021 a 15/01/2026	Expansão, renovação e melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica	IPCA + 3,91%	Principal anual a partir de janeiro/2025 e juros semestral	1.658		707.784	709.442				-
(-) Custos de emissão				(4.001)		12/02/2021 a 15/01/2026			Amortização mensal			(2.736)	(2.736)				-
Total moeda nacional										15.675	60.212	1.211.258	1.287.145	19.599	160.173	498.922	678.694
Derivativos																	
Safra	Instrução CVM nº 476/09	700.000	1	700.000	11ª emissão em 12/02/2021	12/02/2021 a 15/01/2026	Plano de Investimento 2019, 2020 e 2021	Swap de IPCA + 3,91% a.a. para CDI + 1,50% a.a.	Principal anual a partir de janeiro/2025 e juros semestral			(5.859)	(5.859)				-
Total derivativos										-	-	(5.859)	(5.859)	-	-	-	-
Total geral										15.675	60.212	1.205.399	1.281.286	19.599	160.173	498.922	678.694

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.

14.2 Movimentação das debêntures

	Saldo em 31/12/2020	Ingressos	Pagamentos	Juros provisiona- dos	Transferên- cias	Amortização do custo de transação	Varição monetária e cambial	Saldo em 31/03/2021
Circulante								
Principal	160.293		(100.000)					60.293
Juros	19.599		(11.335)	7.411				15.675
Custo de transação	(120)				(330)	369		(81)
	<u>179.772</u>	<u>-</u>	<u>(111.335)</u>	<u>7.411</u>	<u>(330)</u>	<u>369</u>	<u>-</u>	<u>75.887</u>
Não circulante								
Principal	501.900	700.000					14.853	1.216.753
Custo de transação	(2.978)	(2.840)			330	(7)		(5.495)
Swap	-			(5.859)				(5.859)
	<u>498.922</u>	<u>697.160</u>	<u>-</u>	<u>(5.859)</u>	<u>330</u>	<u>(7)</u>	<u>14.853</u>	<u>1.205.399</u>

14.3 Vencimento das parcelas

Circulante	
2021	51.656
2022	<u>24.231</u>
	<u>75.887</u>
Não circulante	
2022	27.240
2023	285.339
2024	439.500
2025	<u>453.320</u>
	<u>1.205.399</u>
Total	<u>1.281.286</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;
- (iii) Perda da concessão para distribuição de energia elétrica;
- (iv) 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;
- (v) 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;
- (vi) 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;
- (vii) 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;
- (viii) 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;
- (ix) Pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e não devidamente elidido pela Emissora no prazo legal;
- (x) 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; e
- (xi) Transformação da forma societária da Emissora de modo que ela deixe de ser uma sociedade por ações, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações.

• Específicas para a 7ª, 8ª, 9ª e 10ª emissões:

(i) descumprimento pela Emissora da manutenção do índice financeiro de relação Dívida Líquida/EBITDA ajustado¹, não superior a 3,5 na data de apuração, que é 31 de dezembro de cada ano.

• Específica para a 11ª emissão:

(i) descumprimento pela Emissora da manutenção do índice financeiro de relação Dívida Líquida/EBITDA ajustado¹, não superior a 3,5 na data de apuração, que é 31 de dezembro de cada ano, para os anos de 2021, 2022, 2023 e 2024; e não superior a 4,0 na data de apuração, de 2025 até o vencimento.

¹ O EBITDA ajustado significa "o resultado antes das despesas financeiras, impostos, depreciação e amortização, ajustado com os ativos e passivos da Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" - CVA, sobrecontratação e neutralidade dos encargos setoriais".

Em 31 de março de 2021, a Companhia encontra-se em pleno atendimento de todas as cláusulas restritivas previstas nos contratos de debêntures.

Notas explicativas
Período findo em 31 de março de 2021
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



15 Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas
15.1 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	31/03/2021					31/12/2020						
										Encargos		Principal			Encargos		Principal				
										Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Total		
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	Dívida Líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	TJLP a TJLP + 3,05% a.a., IPCA + TR(ii) + 3,05% a.a., e Prê 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.	4.986		59.648	66.550	131.184	3.430		58.948	72.602	134.980		
(-) Custo de transação		28/12/2014	(1.134)	28/12/2014 a 16/12/2024								(159)	(41)	(200)			(163)	(81)	(244)		
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.	Dívida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	106,58% do CDI	Principal e juros com parcela única ao final do contrato				18.498		300.000	318.498		16.857		300.000	316.857	
(-) Custo de transação		19/07/2019	(507)	19/07/2019 a 17/07/2024										(333)	(333)				(357)	(357)	
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 2018	Dívida Líquida em relação ao EBITDA Ajustado(ii) 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.	6.199		49.519	117.888	173.606	4.270		49.111	120.581	173.962		
(-) Custo de transação		05/09/2017	(3.498)	05/09/2017 a 15/06/2025										(476)	(718)	(1.194)		(506)	(826)	(1.332)	
Notas Promissórias (6ª Emissão)	350.000	03/04/2020	350.000	03/04/2020 a 29/03/2021	Capital de Giro	Dívida Líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	CDI + 3,00%	Principal e juros com parcela única ao final do contrato						-	13.771		350.000		363.771		
(-) Custo de transação	(3.971)	03/04/2020		03/04/2020 a 29/03/2021										-			(998)		(998)		
Notas Promissórias (7ª Emissão)	120.000	08/04/2020	120.000	08/04/2020 a 03/04/2021	Capital de Giro	Dívida Líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	CDI + 3,00%	Principal e juros com parcela única ao final do contrato				6.129	120.000	126.129	4.624		120.000		124.624		
(-) Custo de transação	(1.208)	08/04/2020		08/04/2020 a 03/04/2021										(94)	(94)		(373)		(373)		
Total												17.314	18.498	228.438	483.346	747.596	26.095	16.857	576.019	491.919	1.110.890

(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 valor total referente as garantias dos empréstimos e financiamentos mencionados acima em 31 de março de 2021 é de R\$304.790 (R\$308.942 em 31 de dezembro de 2020).

15.2 Movimentação dos empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

	Saldo em 31/12/2020	Pagamentos	Juros provisio- nados	Transferên- cias	Amortização do custo de transação	Varição monetária e cambial	Saldo em 31/03/2021
Circulante							
Principal	578.059	(361.078)		11.078		1.108	229.167
Juros	26.095	(19.473)	10.522			170	17.314
Custo de transação	(2.040)			(172)	1.483		(729)
	602.114	(380.551)	10.522	10.906	1.483	1.278	245.752
Não circulante							
Principal	493.183			(11.078)		2.333	484.438
Juros	16.857		1.641				18.498
Custo de transação	(1.264)			172			(1.092)
	508.776	-	1.641	(10.906)	-	2.333	501.844

15.3 Vencimento das parcelas

Vencimento	Nacional
Circulante	
2021	232.902
2022	12.850
	245.752
Não circulante	
2022	82.487
2023	47.376
2024	344.722
2025	27.259
	501.844
Total	747.596

16 Benefícios pós-emprego

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

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

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

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

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

	Nota	Circulante		Não circulante	
		31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
PSAP	16.1.1	7.660	7.660	224.888	226.346
Contribuição definida	16.1.2	61	100		
		7.721	7.760	224.888	226.346

16.1 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.

16.1.1 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 período, com o montante de R\$287 (R\$689 em 31 de março 2020).

16.1.1.1 Avaliação atuarial

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

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

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

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.

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.

Com base neste conceito, a avaliação atuarial realizada em 31 de dezembro de 2020 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\$1.089 e uma posição deficitária para as submassas de custeio CV e BSPS nos montantes de R\$12.016 e R\$223.083 respectivamente, resultando em um montante líquido deficitário atualizado de R\$232.548 (Nota 16.1.1.2).

Considerando o proposto acima, os resultados da PSAP refletem a migração dos seus planos (BSPS, BD e CV) para o Plano Benefícios Energias do Brasil aprovada pela Portaria Previc nº 118, de 13 de fevereiro de 2020, publicada no D.O.U. de 19 de fevereiro de 2020. O fim da migração desses planos ocorreu em 30 de outubro de 2020 e a efetiva migração dos recursos deu-se no início de dezembro de 2020, tendo gerado para a Companhia um resultado positivo de liquidação antecipada de R\$5.288.

Segue abaixo a movimentação do PSAP no período:

	Saldo em 31/12/2020	Despesa Operacional reconhecida no período	Despesa (Receita) Financeira reconhecida no período	Contribuições pagas pela Companhia	Saldo em 31/03/2021
PSAP	234.006	(581)	4.341	(5.218)	232.548
	234.006	(581)	4.341	(5.218)	232.548

16.1.1.2 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 nº 26/2008 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:

	31/03/2021	31/12/2020
Valor presente das obrigações do plano	(1.116.976)	(1.116.976)
Valor justo dos ativos do plano	934.128	934.128
Superávit/(Déficit)	(182.848)	(182.848)
Superávit irrecuperável	(49.700)	(51.158)
Passivo reconhecido submassas BSPS e CV - CPC33 (Nota 16.1.1.1)	(232.548)	(234.006)
Contrato de confissão de dívida e ajuste de reserva matemática - Resolução CGPC nº26/2008	(63.697)	(61.469)
Diferença entre premissas *	168.851	172.537

(*) O montante de R\$168.851 (R\$172.537 em 31 de dezembro de 2020) 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.

16.1.2 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 período com R\$649 (R\$478 em 2020).

Em 31 de março de 2021 esse plano tem a adesão de 815 colaboradores (849 em 31 de dezembro de 2020).

17 Encargos setoriais

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

	Nota	Saldo em 31/12/2020	Adições	Atualizações monetárias	Pagamentos / Recebimentos	Transferên- cias	Saldo em 31/03/2021
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética (P&D e PEE)	17.1 e 20	31.915	9.498	431	(10.539)	(2.999)	28.306
Conta de desenvolvimento energético - CDE	17.2 e 20	-	204.586	-	(202.535)	2.999	5.050
Encargos tarifários (ECE/ EAEEE)	-	2.892	-	-	-	-	2.892
Outros encargos	20	495	1.489	-	(1.490)	-	494
Total		35.302	215.573	431	(214.564)	-	36.742

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

Os valores das obrigações a serem aplicadas nos programas de P&D e PEE registrados pela Companhia, são apurados nos termos da legislação setorial dos contratos de concessão de energia elétrica. A Companhia tem a obrigação de aplicar 1% da Receita operacional líquida ajustada em conformidade com os critérios definidos pela ANEEL, registrando mensalmente, por competência, o valor da obrigação. Esse passivo é atualizado mensalmente pela variação da taxa SELIC para as obrigações de investimento pela Companhia e por IGP-M para os montantes destinados ao PROCEL até o mês de realização dos gastos e baixados conforme sua realização. Os programas de P&D são regulamentados por meio das Resoluções Normativas ANEEL nº 897/20, e os programas de PEE são regulamentados por meio da Resolução Normativa nº 920/21.

Em 1º de setembro de 2020 foi publicado pelo Diário Oficial da União a Medida Provisória nº 998, que trata da destinação de recursos disponíveis para investimentos em P&D e PEE, no período de 1º de setembro de 2020 à 31 de dezembro de 2025, para ao fundo setorial da CDE. Diante disto, por meio da Nota Técnica nº 0496/2020-SPE/ANEEL, foi instaurada a Consulta Pública nº 78/2020, no período de 23 de dezembro de 2020 à 21 de janeiro de 2021 com vistas a obter contribuições para o aprimoramento da proposta elaborada promovida pela MP nº 998/20.

Através das contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública nº 78/20, conclui-se pela regulamentação do Artigo 1º da Lei nº 14.120 de 1º de março de 2021 (decorrente da conversão da MP nº 998/20), que nos termos das Notas Técnicas nº 7/2021-SPE-SFF/ANEEL e nº 9/2021-SPE-SFF/ANEEL, estabelece, dentre outras: (i) as premissas necessárias para a definição dos projetos que deverão ser enquadrados como contratados ou iniciados e serão abatidos do saldo existente em 31 de agosto de 2020; (ii) a definição dos valores a serem recolhidos; (iii) a operacionalização do recolhimento dos recursos à CDE; (v) a fiscalização das informações declaradas pelas empresas; e (vi) a alteração dos regulamentos.

Por meio do Despacho nº 904 de 31 de março de 2021, a ANEEL regulamentou o Artigo 1º da Lei nº 14.120/21 que destina os recursos não utilizados de P&D e PEE, geridos pela ANEEL para a CDE (Nota 3.2.2).

O saldo líquido em 31 de março de 2021 no montante de R\$28.306 (R\$31.915 em 31 de dezembro de 2020) contempla a dedução dos gastos efetuados com os serviços em curso referentes à esses programas.

17.2 Conta de desenvolvimento energético - CDE

A CDE é destinada à promoção do desenvolvimento energético no território nacional, seguindo em cumprimento a programação determinada pelo Ministério de Minas e Energia - MME, e gerido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Os valores referem-se aos valores repassados à referida Conta, anuísidos pela ANEEL (Notas 3.2.2 e 17.1).

18 Provisões

	Nota	Circulante		Não circulante	
		31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
Provisões cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórias	18.1	7.049	7.067	206.417	198.322
Total		7.049	7.067	206.417	198.322

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.

18.1 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 informações contábeis intermediárias. 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.

18.1.1 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 31/12/2020	Constituição	Pagamentos	Reversões	Atualizações monetárias	Saldo em 31/03/2021	Depósito judicial
Trabalhistas	31.512	2.814	(2.006)	(667)	2.283	33.936	6.038
Cíveis	133.200	2.110	(2.546)	(835)	5.535	137.464	41.235
Fiscais	11.753	97	(174)		114	11.790	
Regulatórias	4.896				22	4.918	
Outros	24.028	1.379	(391)	(40)	382	25.358	
Total	205.389	6.400	(5.117)	(1.542)	8.336	213.466	47.273
Circulante						7.049	
Não circulante						206.417	47.273

O valor referente as garantias de provisões prováveis na Companhia é de R\$5.836 em 31 de março de 2021 (R\$6.550 em 31 de dezembro de 2020).

18.1.1.1 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 ora, que a decisão do STF deveria ser aplicada a partir de seus efeitos modulatórios e não sobre todo o processo, logo, a aplicação do IPCA-E deveria ocorrer a partir de 25 de março de 2015. Cabe recurso ao tema.

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

Em dezembro de 2020, o plenário do Supremo Tribunal Federal decidiu que a correção monetária de débitos trabalhistas deve ser feita pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo Especial (IPCA-E) e pela taxa SELIC, mais favoráveis aos trabalhadores. O entendimento firmado pela Corte abrange também os depósitos recursais realizados em conta judicial.

Os processos que ainda estejam na fase de conhecimento, independentemente da prolação de sentença, deverão observar, de forma retroativa, a aplicação dos dois índices da seguinte forma: a aplicação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo Especial (IPCA-E) na fase pré-judicial e, a partir da citação do processo, a taxa SELIC. A decisão proferida pelo Supremo Tribunal Federal encerra discussões travadas nos TRTs e TST sobre o índice de correção aplicável na Justiça do Trabalho, e tais índices devem ser aplicados enquanto não for aprovado projeto de lei pelo Congresso Nacional sobre o tema.

Neste sentido, a Companhia passará a aplicar os referidos índices de correção da seguintes formas:

- Processos em andamento, atualização da nova forma de cálculos em fase de liquidação do processo;
- Processos novos – aplicação dos índices desde o cadastramento no sistema EDP Legal, o qual deverá ser incluído já com o correto valor atualizado pelo índice IPCA-E para que o sistema realize as atualizações mensais pós citação pela taxa Selic.

18.1.1.2 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 março de 2021 é de R\$64.492 (R\$62.319 em 31 de dezembro de 2020), 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 março de 2021 é de R\$53.001 (R\$51.442 em 31 de dezembro de 2020).

18.1.1.3 Fiscais

Em 31 de março de 2021, o valor total da contingência é de R\$10.591 (R\$10.572 em 31 de dezembro de 2020), 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.

18.1.1.4 Regulatórias

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

18.1.2 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			
	31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
Trabalhistas	41.736	41.222	2.820	739
Cíveis	473.021	448.778	5.836	2.142
Fiscais	753.050	828.776	41.157	40.921
Regulatórias			552	552
Total	1.267.807	1.318.776	50.365	44.354

O valor referente as garantias de provisões possíveis na Companhia é de R\$444.346 em 31 de março de 2021 (R\$449.516 em 31 de dezembro de 2020).

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

18.1.2.1 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 março de 2021 é de R\$207.374 (R\$196.284 em 31 de dezembro de 2020).

- Mandado de segurança nº 0002173-26.2014.4.01.3400, em trâmite na 22ª Vara Federal do Tribunal Regional Federal da 1ª Região, impetrado por Santo Antônio Energia S.A. - SAESA contra ato da Diretoria da ANEEL, objetivando suspender as obrigações de recomposição de lastro e potência e de pagamento dos encargos pelo uso do sistema de transmissão, bem como a aplicação de eventuais penalidades pelo descumprimento do cronograma da obra. Em 26 de fevereiro de 2014 foi deferido em parte o pedido de antecipação de tutela, que gerou impactos às distribuidoras de energia. Em face da referida decisão, a Companhia, por meio da ABRADÉE, ajuizou o pedido de suspensão da decisão perante o STJ, que foi deferido. Atualmente aguarda-se decisão de recurso. O valor estimado em 31 de março de 2021 é de R\$19.099 (R\$18.077 em 31 de dezembro de 2020).

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 março de 2021 é de R\$5.696 (R\$5.391 em 31 de dezembro de 2020).

18.1.2.2 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 março de 2021 de R\$123.379 (R\$123.163 em 31 de dezembro de 2020). 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.

- Discussões administrativas relativas à utilização de crédito de ICMS, com origem no estorno de débito de notas fiscais canceladas (2007, 2012 e 2015) e credimento de ativo imobilizado (2014 a 2019), envolvendo o montante atualizado em 31 de março de 2021 de R\$140.729 (R\$139.426 em 31 de dezembro de 2020). 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 março de 2021 de R\$39.515 (R\$39.456 em 31 de dezembro de 2020). A Companhia apresentou defesa e aguarda o julgamento.
- Discussões administrativas envolvendo o montante atualizado até 31 de março de 2021 de R\$117.885 (R\$197.052 em 31 de dezembro de 2020), 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 redução do valor se deu em razão do êxito obtido em um dos processos administrativos, cancelando a cobrança do débito. A Companhia apresentou as defesas, tendo obtido êxito em alguns dos processos, que resultou na redução da contingência. Os demais casos 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 março de 2021 é de R\$76.870 (R\$76.798 em 31 de dezembro de 2020). 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 março de 2021 é de R\$98.467 (R\$98.275 em 31 de dezembro de 2020). A Companhia apresentou as defesas, as quais aguardam julgamento.
- Discussões administrativas relativas à não homologação pela Receita Federal, dos créditos decorrentes de saldo negativo de IRPJ e CSLL relativos ao ano-calendário de 2015, envolvendo o montante em 31 de março de 2021 de R\$12.189 (R\$12.145 em 31 de dezembro de 2020). A Companhia apresentou defesa e aguarda o julgamento.
- Discussões administrativas relativas à não homologação pela Receita Federal, dos créditos de PIS e COFINS recolhidos a maior nos períodos de 2015 e 2016, envolvendo o montante em 31 de março de 2021 de R\$16.033 (R\$15.964 em 31 de dezembro de 2020). A Companhia apresentou defesa e aguarda julgamento.
- Ação Judicial objetivando assegurar o direito da inclusão de débitos de PIS e COFINS dos períodos de 2015 e 2017, no Programa Especial de Regularização Tributária (PERT) instituído pela Receita Federal do Brasil, os quais estão sendo regularmente pagos, contudo, não constavam no sistema no momento da consolidação realizada em dezembro de 2018, envolvendo o montante de R\$34.755 em 31 de março de 2021 (R\$34.660 em 31 de dezembro de 2020). A Companhia aguarda o julgamento.

18.1.3 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 março de 2021 é de R\$33.025 (R\$35.008 em 31 de dezembro de 2020).

19 Patrimônio líquido

19.1 Capital social

O Capital social em 31 de março de 2021 e 31 de dezembro de 2020 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.

20 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 informações contábeis intermediárias. 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 21).
- **Subvenções vinculadas ao serviço concedido:** É reconhecida quando da efetiva aplicação de descontos nas tarifas de unidades consumidoras beneficiadas por subsídios governamentais (Nota 10.1) 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	Período de 3 meses findos em 31 de março					
		Nº de consumidores (*)		MWh (*)		R\$	
		2021	2020	2021	2020	2021	2020
Fornecimento - Faturado	20.2						
Residencial		1.819.121	1.770.883	1.031.935	975.485	365.875	334.765
Industrial		12.897	13.391	235.137	250.866	55.912	87.396
Comercial		139.644	133.593	444.397	480.899	134.663	166.789
Rural		5.369	5.069	15.323	14.946	(4.298)	3.411
Poder público		9.409	8.924	67.368	71.606	18.539	24.901
Iluminação pública		3.489	3.849	69.847	75.683	9.412	14.535
Serviço público		1.508	1.501	65.702	62.531	15.313	20.160
Consumo próprio		165	271	2.007	1.208		
		<u>1.991.602</u>	<u>1.937.481</u>	<u>1.931.716</u>	<u>1.933.224</u>	<u>595.416</u>	<u>651.957</u>
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - Faturado							
Consumidores cativos							
Residencial						378.030	328.925
Industrial						44.620	56.446
Comercial						134.462	138.064
Rural						3.460	2.936
Poder público						14.391	17.142
Iluminação pública						9.541	13.956
Serviço público						9.699	11.591
Consumidores livres							
		<u>944</u>	<u>681</u>	<u>2.078.001</u>	<u>1.833.299</u>	<u>371.995</u>	<u>315.177</u>
		<u>944</u>	<u>681</u>	<u>2.078.001</u>	<u>1.833.299</u>	<u>966.198</u>	<u>884.237</u>
Não faturado	5.1 e 20.2						
Fornecimento						46.242	(436)
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição						44.658	3.464
						<u>90.900</u>	<u>3.028</u>
Resultados de ativos financeiros setoriais	6						
CVA						52.959	(15.376)
Itens financeiros - RTE						(8.352)	(10.399)
Itens financeiros - Outros						27.083	16.620
PIS/COFINS						(2.711)	(82)
						<u>68.979</u>	<u>(9.237)</u>
Suprimento - Faturado	20.4			137.592	242.004	31.225	48.192
Energia de curto prazo	20.3			79.157	111.759	17.429	22.057
Receita de construção	21					97.100	91.305
Atualização do ativo financeiro indenizável	11.1					30.812	9.157
Serviços cobráveis						1.114	1.403
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	20.1					45.897	41.483
Ressarcimento por indisponibilidade						(4.873)	(2.795)
Arrendamentos e alugueis						22.436	15.293
Outras receitas operacionais						2.211	1.975
Receita operacional bruta		<u>1.992.546</u>	<u>1.938.162</u>	<u>4.226.466</u>	<u>4.120.286</u>	<u>1.964.844</u>	<u>1.758.055</u>
(-) Deduções à receita operacional							
Tributos sobre a receita							
ICMS						(365.276)	(345.552)
PIS/COFINS						(128.887)	(124.687)
ISS						(81)	(87)
						<u>(494.244)</u>	<u>(470.326)</u>
Encargos do consumidor							
P&D e PEE	17.1					(9.498)	(9.499)
CDE	17.2					(204.586)	(186.104)
PROINFA - Consumidores Livres						(13.811)	(11.807)
Outros encargos	17					(1.489)	(1.230)
						<u>(229.384)</u>	<u>(208.640)</u>
						<u>(723.628)</u>	<u>(678.966)</u>
Receita		<u>1.992.546</u>	<u>1.938.162</u>	<u>4.226.466</u>	<u>4.120.286</u>	<u>1.241.216</u>	<u>1.079.089</u>

(*) Não revisado pelos auditores independentes.

20.1 Bandeiras tarifárias e Subvenções vinculadas ao serviços concedido

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

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

Em 24 de abril de 2018 a ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 2.392, estabeleceu os novos critérios de acionamento das bandeiras tarifárias. A definição das faixas de acionamento observará limiares de risco hidrológico definidos segundo o histórico operativo do 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 galitlo, faz com que a arrecadação prevista com as bandeiras tarifárias se aproxime mais dos custos incorridos.

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

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

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

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

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

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

Nesse sentido, posteriormente a ANEEL abriu a Consulta pública nº 10/2021, de maneira a colher subsídios para a definição dos novos adicionais das bandeiras tarifárias, assim como parâmetros utilizados como cobertura tarifária nos processos de reajustes e revisão da Companhia. Atualmente o tema encontra-se em discussão pela Agência, cuja proposta é alterar de R\$1,343 para R\$0,996 o valor adicional da vigência da bandeira tarifária amarela a cada 100 kWh consumidos, de R\$4,169 para R\$4,599 o valor adicional para a bandeira vermelha patamar 1 para cada 100 kWh consumidos, e de R\$6,243 para R\$7,571 o valor adicional da bandeira tarifária vermelha patamar 2 a cada 100 kWh consumidos.

Adicionalmente, durante os três meses do 1º trimestre de 2021 a bandeira tarifária aplicada foi a amarela.

20.2 Fornecimento Faturado e Não Faturado

Observa-se uma redução no Fornecimento faturado quando comparados os dois períodos, em quantidade e valor, ocorrida em função substancialmente de, em 2021, termos os três meses com impactos da COVID-19 (Nota 3.2), quando que em 2020 as medidas de contenção da pandemia, que trouxeram paralização ou redução de atividades, foi observada apenas no final do período.

Adicionalmente, observa-se um aumento com o impacto do fornecimento não faturado (Nota 5.1) e do último reajuste tarifário com aumento da parcela B (Nota 3.2.1).

20.3 Energia de curto prazo

O saldo refere-se às transações de energia e de encargos comercializados no âmbito da CCEE, os quais foram impactados pela redução de consumo no período.

20.4 Suprimento - Faturado

A redução do saldo da rubrica decorre, principalmente, da diminuição de consumo de energia e, por consequência, o não acionamento de termoeletrico pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, que tem impacto direto no aumento do pagamento da parcela variável dos contratos de produção de energia por disponibilidade.

21 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):

	Período de 3 meses findos em 31 de março						
	2021						
	Nota	Custo do serviço		Prestado a terceiros	Despesas operacionais		
Com energia elétrica		De operação	PECLD		Gerais e administrativas	Outras	
Não gerenciáveis							
Energia elétrica comprada para revenda	21.1	625.484	-	-	-	-	625.484
Encargos de uso da rede elétrica		154.594	-	-	-	-	154.594
Outras		267	-	-	-	-	267
		<u>780.345</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>780.345</u>
Gerenciáveis							
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada	21.2	-	37.529	13	6.913	-	44.455
Material		-	2.968	21	265	-	3.254
Serviços de terceiros	21.3	-	20.351	27	18.182	-	38.560
Depreciação - Imobilizado em serviço		-	757	-	-	-	757
Depreciação - Ativos de direito de uso		-	-	-	2.052	-	2.052
Amortização		-	26.326	-	3.933	-	30.259
PECLD / perdas líquidas		-	-	-	17.632	-	17.632
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas		-	-	-	-	5.119	5.119
Arrendamentos e aluguéis		-	(616)	-	-	-	(616)
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens		-	-	-	-	3.061	3.061
Custo com construção da infraestrutura	20	-	-	97.100	-	-	97.100
Outras		-	7.082	-	6.364	-	13.446
		<u>-</u>	<u>94.397</u>	<u>97.161</u>	<u>17.632</u>	<u>37.709</u>	<u>255.079</u>
Total		<u>780.345</u>	<u>94.397</u>	<u>97.161</u>	<u>17.632</u>	<u>8.180</u>	<u>1.035.424</u>

Período de 3 meses findos em 31 de março							
2020							
Nota	Custo do serviço			Despesas operacionais			Total
	Com energia elétrica	De operação	Prestado a terceiros	PECLD	Gerais e administrativas	Outras	
Não gerenciáveis							
Energia elétrica comprada para revenda	21.1	607.448	-	-	-	-	607.448
Encargos de uso da rede elétrica		113.495	-	-	-	-	113.495
Outras		264	-	-	-	-	264
		<u>721.207</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>721.207</u>
Gerenciáveis							
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada	21.2	-	35.176	7	12.767	-	47.950
Material		-	3.465	13	953	-	4.431
Serviços de terceiros	21.3	-	24.098	17	15.276	-	39.391
Depreciação - Imobilizado em serviço		-	46	-	181	-	227
Depreciação - Ativos de direito de uso		-	-	-	2.065	-	2.065
Amortização		-	22.781	-	3.933	-	26.714
PECLD / perdas líquidas		-	-	-	18.487	-	18.487
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas		-	-	-	-	4.640	4.640
Arrendamentos e aluguéis		-	224	-	557	-	781
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens		-	-	-	-	12.218	12.218
Custo com construção da infraestrutura	20	-	-	91.305	-	-	91.305
Outras		-	6.392	-	7.400	-	13.792
		<u>-</u>	<u>92.182</u>	<u>91.342</u>	<u>18.487</u>	<u>16.858</u>	<u>262.001</u>
Total		<u>721.207</u>	<u>92.182</u>	<u>91.342</u>	<u>18.487</u>	<u>16.858</u>	<u>983.208</u>

21.1 Energia elétrica comprada para revenda

Nota	Período de 3 meses findos em 31 de março		
	2021	2020	
Contratos de compra de energia por disponibilidade	21.1.1	141.442	269.188
Contratos de compra de energia por quantidade		132.653	121.048
PROINFA		17.772	14.633
Contratos de compra de energia por cotas		102.358	88.231
Energia de curto prazo	21.1.2	16.591	127
Energia de Itaipu Binacional		179.720	172.121
Encargo de Energia de Reserva - EER		669	-
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	21.1.3	91.938	(298)
Outros		873	(976)
(-) Créditos de PIS/COFINS		(58.532)	(56.626)
		<u>625.484</u>	<u>607.448</u>

21.1.1 Contratos de compra de energia por disponibilidade

A redução do saldo de contratos de compra de energia por disponibilidade deve-se a uma conjuntura de sazonalidade no cenário energético, influenciado pelos impactos da pandemia na redução de demanda de energia elétrica do SIN, cujo principal impacto foi nos custos associados aos contratos quando comparado ao mesmo período do ano anterior.

21.1.2 Energia de curto prazo

A variação dos saldos de energia no curto prazo ocorreu devido a exposição associada à contratação regulada, provocando exposições financeiras em relação à diferença dos PLDs dos submercados envolvidos.

21.1.3 Encargos de Serviço do Sistema - ESS

O aumento do ESS é devido-se principalmente, ao acionamento de usinas térmicas fora da ordem de mérito e importação de energia oriunda da Argentina e Uruguai pelo baixo nível dos reservatórios, elevando assim o custo do ESS para os agentes que possuem consumo atendido pelo SIN.

21.2 Pessoal e Administradores

	Período de 3 meses findos em 31 de março	
	2021	2020
Pessoal		
Remuneração	19.682	22.745
Encargos	7.353	8.023
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	3.392	3.522
Outros benefícios - Corrente	9.028	9.382
Outros	4.119	3.039
	<u>43.574</u>	<u>46.711</u>
Administradores		
Honorários e encargos	799	1.045
Benefícios dos administradores	82	194
	<u>881</u>	<u>1.239</u>
	<u>44.455</u>	<u>47.950</u>

21.3 Serviços de terceiros

	Período de 3 meses findos em 31 de março	
	2021	2020
Serviços de consultoria	2.465	1.759
Serviços comerciais	15.056	14.787
Serviços de manutenção	5.856	8.437
Serviços técnicos	333	101
Serviços de limpeza e vigilância	2.809	2.167
Serviços de informática	8.209	7.970
Serviços de telecomunicações	729	1.393
Serviços Compartilhados	1.450	303
(-) Crédito de PIS/COFINS	(1.246)	(1.437)
Outros	2.899	3.911
	<u>38.560</u>	<u>39.391</u>

22 Resultado financeiro

Nota	Período de 3 meses findos em 31 de março	
	2021	2020
Receitas financeiras		
Juros e variações monetárias		
Renda de aplicações financeiras e cauções	2.150	2.151
Energia vendida	25.068	20.433
Depósitos judiciais	837	992
Juros e multa sobre tributos	7	2.992
Operações de <i>swap</i> e <i>hedge</i>	14.2	5.859
Ajustes a valor presente	5.3	42
(-) Tributos sobre Receitas financeiras		(1.456)
Outras receitas financeiras		170
	<u>35.620</u>	<u>33.075</u>
Despesas financeiras		
Encargos de dívida		
Empréstimos e financiamentos	15.2	(17.257)
Debêntures	14.2	(22.626)
Operações de <i>swap</i> e <i>hedge</i>	14.2	
(-) Juros capitalizados	11.3	1.069
Energia comprada		(5)
Juros e multa sobre tributos	7	(972)
Ativos/ passivos financeiros setoriais	6	(4.612)
Provisões cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórias	18.1.1	(8.336)
Benefícios pós-emprego	16.1.1.1	(4.341)
Arrendamentos e alugueis	10.5	(1.270)
Energia Livre		(849)
Outros juros e variações monetárias		(595)
Ajustes a valor presente	5.3	(234)
Outras despesas financeiras		(2.281)
	<u>(62.309)</u>	<u>(47.665)</u>
Total	<u>(26.689)</u>	<u>(14.590)</u>

23 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	Período de 3 meses findos em 31 de março	
	2021	2020
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro		
Aliquota	179.103	81.291
IRPJ e CSLL	34%	34%
	<u>(60.895)</u>	<u>(27.639)</u>
Ajustes para refletir a alíquota efetiva		
Doações	(257)	(21)
Outras	(60)	(76)
Ajuste lucro presumido		
Incentivos fiscais	924	479
Despesa de IRPJ e CSLL	<u>(60.288)</u>	<u>(27.257)</u>
Aliquota efetiva	33,66%	33,53%

24 Resultado por ação

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

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

	Período de 3 meses findos em 31 de março	
	2021	2020
Resultado líquido do período atribuível aos acionistas	118.815	54.034
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)	0,00304	0,00138

25 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.

25.1 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.

25.1.1 Classificação dos instrumentos financeiros

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

Nota	Níveis	Valor justo		Valor contábil	
		31/03/2021	31/12/2020	31/03/2021	31/12/2020
Ativos financeiros					
Valor justo por meio do resultado					
No reconhecimento inicial ou subsequentemente					
Caixa e equivalentes de caixa	4				
Aplicações financeiras	Nível 2	466.557	393.354	466.557	393.354
Ativo financeiro indenizável	11.1	1.525.074	1.428.130	1.525.074	1.428.130
		1.991.631	1.821.484	1.991.631	1.821.484
Custo amortizado					
Caixa e equivalentes de caixa	4				
Bancos conta movimento	Nível 2	26.239	75.913	26.239	75.913
Consumidores e concessionárias	5	1.178.002	1.117.697	1.178.002	1.117.697
Cauções	Nível 2	399	399	399	399
Ativos financeiros setoriais	6	272.776	290.015	272.776	290.015
Outros créditos - Partes relacionadas	10	350	35	350	35
		1.477.766	1.484.059	1.477.766	1.484.059
		3.469.397	3.305.543	3.469.397	3.305.543
Passivos financeiros					
Custo amortizado					
Fornecedores	12	491.670	596.358	491.670	596.358
Debêntures	14	1.269.469	696.441	1.281.286	678.694
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	15				
Moeda nacional	Nível 2	728.771	1.090.775	747.596	1.110.890
Outras contas a pagar - Partes relacionadas	10	1.405	2.096	1.405	2.096
Arrendamentos e aluguéis	10.5	55.548	39.848	44.957	32.972
Passivos financeiros setoriais	6	1.464.791	1.546.397	1.464.791	1.546.397
		4.011.654	3.971.915	4.031.705	3.967.407

25.1.2 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 período, 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 período, a Companhia contratou instrumento financeiro derivativo classificado como *swap*, registrado por meio de seu valor justo no resultado, com a finalidade de câmbio de taxa da debênture captada (Nota 14).

Segue abaixo o quadro contendo as principais informações a respeito deste derivativo:

Descrição	Contraparte	Vigência	Posição	31/03/2021		2021
				Nocial R\$	Valor justo	Efeitos no Resultado
Swap						
Ativo	Safra	12/02/2021 a	IPCA +	700.000	709.442	14.733
Passivo		15/01/2026	3,91% a.a. CDI + 1,50% a.a.	(700.000)	(703.583)	(8.874)
					5.859	5.859

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

	Resultado 2021
Derivativos com propósito de proteção	
Riscos de taxas de juros e moeda	5.859
Total	5.859

25.2 Gestão de riscos

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

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

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

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

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

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

25.2.1 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 14 e 15, possuem regras contratuais para os passivos financeiros fundamentalmente atrelados ao risco de mercado associado à TJLP, CDI e IPCA.

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

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

Com a pandemia da COVID-19 (Nota 3.2) a Administração da Companhia avaliou suas principais exposições tendo concluído que, no período, não há incremento de risco significativo de mercado, conforme exposto acima.

25.2.1.1 Análise de sensibilidade

Em atendimento à Resolução CVM nº 2/20, a Companhia efetua a análise de sensibilidade de seus instrumentos financeiros, inclusive os derivativos.

A análise de sensibilidade tem como objetivo mensurar o impacto às mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. Não obstante, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade contida no processo utilizado na preparação dessas análises. As informações demonstradas no quadro, mensuram contextualmente o impacto nos resultados da Companhia em função da variação de cada risco destacado.

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

Operação	Risco	Saldo da exposição	Aging cenário provável		Cenário (I)	Cenário (II)	Cenário (III)	Cenário (IV)	Cenário (V)
			Até 1 ano	2 a 5 anos	Provável	Aumento do risco em 25%	Aumento do risco em 50%	Redução do risco em 25%	Redução do risco em 50%
Aplicação financeira - CDB	CDI	466.416	14.571	-	14.571	3.624	7.241	(3.631)	(7.270)
Fundos de investimento	CDI	141	3	-	3	1	2	(1)	(2)
Cauções e depósitos vinculados	CDI	399	-	-	-	-	-	-	-
Instrumentos financeiros ativos	CDI	466.557	14.574	-	14.574	3.625	7.243	(3.632)	(7.272)
Debêntures	CDI	(291.219)	(11.903)	(24.360)	(8.917)	(17.780)	(8.979)	18.014	18.014
Empréstimos e financiamentos - NP	CDI	(444.627)	(20.189)	(45.737)	(65.926)	(12.967)	(30.291)	20.080	35.822
Instrumentos financeiros passivos	CDI	(735.846)	(32.092)	(70.097)	(102.189)	(21.884)	(48.071)	29.059	53.836
Swap - Ponta Passiva - Safra	CDI	(696.608)	(42.402)	(199.530)	(241.932)	(47.066)	(93.844)	47.494	95.291
Instrumentos financeiros derivativos	CDI	(696.608)	(42.402)	(199.530)	(241.932)	(47.066)	(93.844)	47.494	95.291
		(965.897)	(59.920)	(269.627)	(329.547)	(65.325)	(134.672)	72.921	141.855
Operação	Risco								
Empréstimos e financiamentos - BNDES	TJLP	(90.635)	(5.572)	(6.804)	(12.376)	(1.870)	(3.720)	1.890	3.801
Instrumentos financeiros passivos	TJLP	(90.635)	(5.572)	(6.804)	(12.376)	(1.870)	(3.720)	1.890	3.801
		(90.635)	(5.572)	(6.804)	(12.376)	(1.870)	(3.720)	1.890	3.801
Operação	Risco								
Debêntures	IPCA	(1.001.502)	(79.328)	(235.620)	(314.948)	(38.562)	(78.363)	37.362	73.561
Empréstimos e financiamentos - BNDES	IPCA	(173.484)	(25.295)	(16.233)	(41.528)	(2.516)	(5.088)	2.462	4.870
Instrumentos financeiros passivos	IPCA	(1.174.986)	(104.623)	(251.853)	(356.476)	(41.078)	(83.451)	39.824	78.431
Swap - Ponta Ativa - Safra	IPCA	709.442	53.567	175.990	229.557	29.842	60.684	(28.876)	(56.816)
Instrumentos financeiros derivativos	IPCA	709.442	53.567	175.990	229.557	29.842	60.684	(28.876)	(56.816)
		(465.544)	(51.056)	(75.863)	(126.919)	(11.236)	(22.767)	10.948	21.615

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 6,4% e 2,8% a.a.; TJLP entre 5,3% e 4,6% a.a.; e IPCA entre 4,4% e 2,0% a.a..

25.2.2 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 14 e 15.

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

Os ativos financeiros mais expressivos da Companhia estão demonstrados nas rubricas: (i) Caixa e equivalentes de caixa (Nota 4), 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 5), cujos os saldos apresentados compreendem um fluxo estimado para os recebimentos; (iii) Ativo financeiro indenizável (Nota 11.1) 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 6) que serão homologados pelo Poder Concedente e recebidos por meio da tarifa nos próximos reajustes ou revisões tarifárias.

Os riscos de liquidez atribuídos às rubricas de Debêntures e Empréstimos e financiamentos referem-se a juros futuros que, consequentemente, não estão contabilizados e encontram-se demonstrados na nota 27.1.

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 março de 2021, incluindo principal e juros, considerando a data mais próxima em que a Companhia espera liquidar as respectivas obrigações.

	31/03/2021					31/12/2020
	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	De 3 meses a 1 ano	De 1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Passivos financeiros						
Fornecedores	420.693	10.258	60.719			491.670
Outras contas a pagar - Partes relacionadas			455	950		1.405
Debêntures	30.944		44.943	1.205.399		1.281.286
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	130.653	74.347	40.752	501.844		747.596
Arrendamentos e aluguéis	842	1.684	8.010	24.115	10.306	44.957
Passivos financeiros setoriais			382.264	1.082.527		1.464.791
	583.132	86.289	537.143	2.814.835	10.306	4.031.705
						3.967.407

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

25.2.2.1 Risco de sobrecontratação

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

A estratégia para contratação de energia pela Companhia busca assegurar que o nível de contratação permaneça na faixa entre 100% e 105%, minimizando os riscos com a compra de energia para atendimento ao mercado cativo. Para tal, a cada processo de decisão do montante de declaração de compra de energia em leilão e da participação em Mecanismos de Compensação de Sobras e 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 março de 2021 estão apresentados na nota 27.1.

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

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

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

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

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

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

Além dos contratos CCGFs, que não apresentam a prerrogativa de redução do volume contratado, a perda de flexibilidade das distribuidoras na gestão de suas sobras contratuais foi potencializada pela introdução de CCEARs de energia existente por disponibilidade nos seus portfólios, os quais também não prevêm 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. Em 2018 mediante a Resolução Normativa nº 824 de 10 de julho e a Resolução nº 833 de 10 de dezembro do mesmo ano (revogada pela Resolução nº 869 de 28 de janeiro de 2020), foi regulamentado o MVE como instrumento adicional de gestão de sobra de energia para as distribuidoras. Contudo, esta nova normativa também limitou a eficiência do MCSD Energia Nova e dos contratos bilaterais na redução do nível de contratação, permitindo a utilização destes mecanismos apenas com usinas que não estejam em operação comercial.

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

A Resolução Normativa nº 869/20 determina ainda que para atender o critério de máximo esforço será exigida a declaração no MCSD Energia Nova de todos os montantes de exposição involuntária das distribuidoras.

Com o cenário da COVID-19 (Nota 3.2.4.2), houve uma redução no mercado de distribuição de energia elétrica para o exercício de 2020, ocasionando assim, uma sobrecontratação da energia contratada. O Decreto nº 10.350, do dia 18 de maio de 2020, adicionou ao Decreto nº 5.163/2004, em seu Art. 3º § 7º, a redação de que a redução de carga decorrente dos efeitos da referida pandemia, apurada conforme regulação da ANEEL, será considerada como exposição contratual involuntária das distribuidoras de energia elétrica.

É previsto, portanto, que a ANEEL defina em regulamentação específica a avaliação da sobrecontratação involuntária das empresas, assim como eventuais recomposições adicionais do equilíbrio econômico dos contratos de concessão. De acordo com a Resolução nº 885/2020, em seu Art. 15º § 1º, (60 dias após publicação da Resolução), foi instaurada a consulta pública nº 35 pela Agência Reguladora, cujo encerramento da 3ª fase ocorreu em 1º de fevereiro de 2021, para aprimoramento dos mecanismos relativos à reequilíbrio econômico-financeiro, advindos de fatos geradores decorrentes da pandemia, além de o tratamento da sobrecontratação involuntária e o ressarcimento ao consumidor de custos administrativos, financeiros e tributários da operação de crédito da Conta-covid. A ANEEL ainda não divulgou o resultado da Consulta Pública nº 35 concluída em 01 de fevereiro de 2021.

Não houve sobrecontratação de energia, relativa ao período de três meses findos em 31 de março de 2021 para a Companhia.

25.2.2.2 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 14 e 15. Até 31 de março de 2021 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 14 e 15. 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.

25.2.3 Risco hidrológico

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

25.2.4 Risco de crédito

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

• Consumidores e Concessionárias

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

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

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

Conforme mencionado na nota 3.2.2, a Resolução Normativa nº 928/2021 vedou em 26 de março de 2021 a suspensão do fornecimento de energia para determinadas classes de consumo. Entretanto, a Companhia não identificou impactos significativos para o período findo em março de 2021 e está avaliando os possíveis impactos futuros.

Ainda com relação a pandemia da COVID-19 a Companhia possui contratos de energia com clientes livres, onde, no decorrer de 2020, alguns destes clientes solicitaram melhores condições de pagamento para aliviar o impacto em seus fluxos de caixa e/ou acionaram a cláusula de Caso Fortuito ou Força Maior para suspenderem o pagamento da demanda contratada enquanto durar a pandemia e pagar somente a energia efetivamente medida dos contratos. A Administração da Companhia procedeu com avaliação jurídica indicando que não há motivo para que esta cláusula seja acionada e, neste sentido, está apresentando propostas de parcelamento aos clientes e/ou tomando medidas judiciais cabíveis. Portanto para o período não houve registro contábil relativo ao risco de crédito.

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

Para os efeitos da COVID-19 (Nota 3.2), a Companhia aguarda o pronunciamento da ANEEL referente a Consulta Pública nº 35 findado em 01 de fevereiro de 2021, para a definição dos critérios de restabelecimento do equilíbrio econômico com vistas a recuperar as perdas de crédito materializadas e que, por ventura, não se enquadrem nos critérios de cálculo do submódulo 2.2 do PRORET.

• **Caixa, Equivalentes de caixa e Cauções**

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

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

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

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

	Nota	31/03/2021	31/12/2020
Classificação da instituição financeira			
AAA		453.181	393.231
AA		13.235	
	4	466.416	393.231

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 4.2).

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.

25.2.5 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.

25.2.6 Gestão de capital

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

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

	31/03/2021	31/12/2020
Total dos empréstimos e debêntures	2.028.882	1.789.584
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(492.796)	(469.267)
Dívida líquida	1.536.086	1.320.317
Total do Patrimônio Líquido	1.106.778	987.963
Total do capital	2.642.864	2.308.280
Índice de alavancagem financeira - %	58,12%	57,20%

26 Demonstrações dos Fluxos de Caixa

26.1 Atividades de financiamento

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

	Nota	Saldo em 31/12/2020	Efeito não caixa				Saldo em 31/03/2021
			Efeito caixa	Variação monetária e cambial	Valor justo	Adições/baixas	
Dividendos		93.569	(46.897)				46.672
Debêntures	14.2	678.694	585.825	14.853		1.914	1.281.286
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	15.2	1.110.890	(380.551)	3.611		13.646	747.596
Arrendamentos e aluguéis	10.5	32.972	(3.025)		1.270	13.740	44.957
		1.916.125	155.352	18.464	1.270	29.300	2.120.511

	Nota	Saldo em 31/12/2019	Efeito não caixa				Saldo em 31/03/2020
			Efeito caixa	Variação monetária e cambial	Valor justo	Adições/baixas	
Dividendos		83.061					83.061
Debêntures		831.740	(118.651)	291		10.081	723.461
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas		618.088	(12.441)	1.953		9.718	617.318
Arrendamentos e aluguéis		37.246	(1.839)	877	786		37.070
		1.570.135	(132.931)	3.121	786	19.799	1.460.910

Notas explicativas

Período findo em 31 de março de 2021

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

**26.2 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:

	2021	2020
Capitalização de juros de empréstimos e debêntures aos Ativos da concessão	1.069	493
Capitalização nos Ativos da concessão relativos a contingências	(261)	8
Constituição de arrendamentos e aluguéis no Imobilizado	13.740	
Total	14.548	501

27 Compromissos contratuais e Garantias**27.1 Compromissos contratuais**

Em 31 de março de 2021 a Companhia apresenta os compromissos contratuais, não reconhecidos nas informações contábeis intermediárias, 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.

	31/03/2021				31/12/2020	
	Abril/2021 a Março/2022	Abril/2022 a Março/2024	Abril/2024 a Março/2026	A partir de 2027	Total geral	Total geral
Responsabilidades com locações operacionais	28	37			65	396
Obrigações de compra						
Compra de energia	2.689.199	4.780.171	3.748.386	12.313.147	23.530.903	23.390.566
Encargos de conexão e transporte de energia	472.148	924.145	802.751	972.245	3.171.289	3.269.918
Materiais e serviços	495.896	590.724	140.848	1.325	1.228.793	1.259.593
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e debêntures	144.621	208.530	74.259		427.410	232.257
	<u>3.801.892</u>	<u>6.503.607</u>	<u>4.766.244</u>	<u>13.286.717</u>	<u>28.358.460</u>	<u>28.152.730</u>

Os compromissos contratuais referidos no quadro abaixo refletem os mesmos compromissos contratuais demonstrados acima, todavia, estão atualizados com as respectivas taxas na data-base de 31 de março de 2021, ou seja, sem projeção dos índices de correção, e não estão ajustados a valor presente.

	31/03/2021				31/12/2020	
	Abril/2021 a Março/2022	Abril/2022 a Março/2024	Abril/2024 a Março/2026	A partir de 2027	Total geral	Total geral
Responsabilidades com locações operacionais	27	40			67	387
Obrigações de compra						
Compra de energia	2.689.199	5.427.506	4.893.019	22.647.787	35.657.511	34.306.320
Encargos de conexão e transporte de energia	472.148	1.049.390	1.053.497	1.450.642	4.025.677	4.081.386
Materiais e serviços	479.531	644.561	172.276	2.022	1.298.390	1.327.419
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e debêntures	237.814	464.806	293.716		996.336	199.070
	<u>3.878.719</u>	<u>7.586.303</u>	<u>6.412.508</u>	<u>24.100.451</u>	<u>41.977.981</u>	<u>39.914.582</u>

27.2 Garantias

Tipo de garantia	Modalidade	Limite máximo garantido	
		31/03/2021	31/12/2020
Seguro de vida	Aval de acionista	146.039	147.971
Ações judiciais	(i) Fiança Bancária, e (ii) Seguro garantia.	154.001	156.897
Outros	Receíveis	49.640	52.638
		<u>349.680</u>	<u>357.506</u>

Os valores em garantia de Fornecedores (Nota 12), Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas (Nota 15) e Provisões (Nota 18), estão demonstrados em suas respectivas notas.

28 Eventos Subsequentes**28.1 Despacho ANEEL nº 939 Conta-covid**

O Despacho ANEEL nº 939 de 05 de abril de 2021 revoga o Despacho nº 181/21 (Nota 3.2.2) com a finalidade de: (i) homologar os prazos de recolhimento e os valores das quotas mensais da CDE Conta-covid, devidas pelas concessionárias e permissionárias de distribuição, para amortização da operação de crédito contratada pela CCEE na gestão da Conta-covid, nos termos da REN ANEEL nº 885/2020; (ii) o valor de que trata o item (i) considera o custo total estimado das operações de crédito contratadas pela CCEE, incluindo principal, acessórios e despesas operacionais, observadas as condições contratadas e a constituição da Reserva de Liquidez; e (iii) os valores de que trata o item (i) devem ser recolhidos mensalmente à CCEE, diretamente na Conta-covid, a partir do processo tarifário ordinário de 2021, com pagamento até o dia 10 do mês subsequente. Conforme a Nota Técnica nº 55/2021-SGT/ANEEL, o valor total da Cobertura Tarifária Anual é de R\$5,9 bilhões e o valor total do Encargo Mensal é de R\$491 milhões. O valor do recolhimento destinado à Companhia da Cobertura Tarifária Anual é de R\$141.414 e o valor do Encargo Mensal é de R\$11.784.

28.2 Resolução Normativa ANEEL nº 932

A Resolução Normativa nº 932 de 27 de abril de 2021 aprova as compensações não pagas tempestivamente aos consumidores conforme Resolução Normativa nº 928/2021 (Nota 3.2.2) devem ser atualizadas pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, e que o art. 126 da Resolução Normativa nº 414/2010 deve ser alterado de modo que a atualização monetária de débitos dos consumidores também seja feita com base no IPCA para faturas emitidas a partir de 1º de junho de 2021.

* * *

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

João Manuel Veríssimo Marques da Cruz
Presidente

João José Saraiva Torres
Conselheiro

Luiz Otavio Assis Henriques
Conselheiro

João Manuel Brito Martins
Vice-Presidente

Henrique Manuel Marques Faria Lima Freire
Conselheiro

Pompeu Freire de Mesquita
Conselheiro

Claudio Aparecido Lucio
Conselheiro suplente

DIRETORIA ESTATUTÁRIA

Evandro Scopel Cometti
Diretor de Planejamento e Engenharia

Dyogenes Rosi
Diretor de Planejamento Energético

João Manuel Brito Martins
Diretor-Presidente, Comercial e Distribuição

André Luis de Nunes de Mello Almeida
Diretor de Sustentabilidade

Luiz Felipe Falcone de Souza
Diretor de Regulação

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 Executivo de Contabilidade
Contador - CRC 1SP271964/O-6

COMENTÁRIO DE DESEMPENHO 1T21 – EDP SÃO PAULO

São Paulo, 12 de maio de 2021 - A EDP São Paulo apresenta nesta data os seus resultados financeiros do primeiro trimestre de 2021. As informações estão apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as Normas Internacionais do Relatório Financeiro (IFRS), a partir de informações financeiras revisadas por auditores independentes. As informações operacionais, tais como: valores de energia medida, clientes e outras informações quantitativas não financeiras não foram objeto de revisão por parte dos auditores independentes.

A COMPANHIA

A EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A. (EDP São Paulo ou EDP SP), sociedade anônima 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, especificamente nas regiões do Alto Tietê, Vale do Paraíba e Litoral Norte, 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.

MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

Balanco Energético (MWh)

EDP SP	1T21
Itaipu + Proinfa	557.938
Leilão	2.264.451
Outros ¹	3.233
Energia em Trânsito	2.077.899
Total Energia Recebida	4.903.521
Perdas Transmissão (+)	58.668
Perdas de Itaipu (+)	30.422
Vendas C.Prazo (-)	-79.157
Ajustes C.Prazo (-)	664
Total Perdas	167.583
Cessões MCSD Energia Nova (+)	-154.891
Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE)	-137.592
Total Vendas	-292.483
Energia Requerida	5.028.422
Suprimento	12.614,12
Fornecimento	1.931.935
Perdas e Diferenças	421.193
Energia em Trânsito	2.077.899
Total Energia Distribuída	4.443.641

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

A EDP São Paulo faturou 2.365,7 GWh para os clientes cativos, suprimento e consumo próprio, aumento de 1,1%, em relação ao mesmo período do ano anterior.

A energia em trânsito medida, distribuída a clientes livres, totalizou 2.077,8 GWh, redução de 8,0%.

A energia distribuída total aumentou 4,2%, totalizando 4.443,6 GWh, considerando perdas.

EDP São Paulo						
	Volume (MWh)			Clientes (unid)		
	1T21	1T20	Var	1T21	1T20	Var
Residencial	1.031.935	975.485	5,8%	1.819.121	1.770.883	2,7%
Industrial	1.924.542	1.817.756	5,9%	13.359	13.778	-3,0%
Livre	1.689.405	1.566.890	7,8%	462	387	19,4%
Cativo	235.137	250.866	-6,3%	12.897	13.391	-3,7%
Comercial	652.317	660.510	-1,2%	140.113	133.888	4,6%
Livre	207.920	179.610	15,8%	469	295	59,0%
Cativo	444.397	480.899	-7,6%	139.644	133.593	4,5%
Rural	15.323	14.946	2,5%	5.369	5.069	5,9%
Outros	291.079	298.561	-2,5%	14.584	14.559	0,2%
Livre	86.155	87.532	-1,6%	13	14	-7,1%
Cativo	204.924	211.028	-2,9%	14.571	14.545	0,2%
Permissionárias	12.614	12.275	2,8%	-	-	-
Concessionárias/Geradores	94.521	90.150	4,8%	-	-	-
Total Energia Distribuída	4.022.331	3.869.682	3,9%	1.992.546	1.938.177	2,8%

¹ Outros = Poder público + Iluminação pública + Serviço público.

A classe Residencial apresentou aumento de 5,8%, resultante das temperaturas mais elevadas (+1,1°C, temperatura máxima em Guarulhos), da expansão do número de clientes (+2,7%) e das medidas de isolamento social, incentivadas como prevenção do COVID-19, influenciando a população a se manterem em suas casas. O resultado da classe foi minimizado pelo efeito negativo do menor número de dias médios faturados na baixa tensão (-2,5 dias);

A classe Industrial apresentou aumento de 5,9%, decorrente da recuperação da indústria¹, com destaque nos ramos de papel e celulose (+11,0%), metalurgia (+6,7%), borracha e plástico (10,2%), minerais não metálicos (+8,9%) e produtos químicos (+5,4%);

A classe Comercial apresentou redução de 1,2%, refletindo o menor número de dias médios faturados na baixa tensão (-2,6 dias) e o ritmo lento da atividade comercial neste início de ano² decorrente dos impactos de isolamento social, que culminaram no fechamento temporário do comércio em especial no mês de março; e

A classe de Outros³ apresentou redução de 2,5%, refletindo o menor número de dias médios faturados na baixa tensão (-2,8 dias), além dos efeitos relacionadas as medidas de isolamento social.

¹ Crescimento de 5,0%. Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE. Pesquisa Industrial Mensal. Fevereiro/2021. Índice de Produção Física Regional - São Paulo. Acumulado jan-fev/21, frente igual período de 2020.

² Queda de -2,1% na atividade comercial no acumulado até fevereiro em relação ao mesmo período de 2020. Fonte: Serasa Experian. Indicadores Econômicos - Atividade do Comércio. Fevereiro/2021.

³ Outros refere-se ao poder público, iluminação pública, serviço público e consumo próprio.

ANÁLISE DO DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

EDP São Paulo			
Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	1T21	1T20	Var
Receita Operacional Líquida	1.241.216	1.079.089	15,0%
Receita com construção da infraestrutura	97.100	91.305	6,3%
Gastos Não Gerenciáveis	(780.345)	(721.207)	8,2%
Margem Bruta	363.771	266.577	36,5%
Gastos Gerenciáveis	(255.079)	(262.001)	-2,6%
Total do PMSO¹	(154.918)	(158.478)	-2,2%
Ganhos e Perdas na Desativação e Alienação de Bens	(3.061)	(12.218)	-74,9%
Custo com Construção da Infraestrutura	(97.100)	(91.305)	6,3%
EBITDA	238.860	124.887	91,3%
Margem EBITDA	19,2%	11,6%	7,7 p.p.
Resultado do Serviço (EBIT)	205.792	95.881	114,6%
Resultado Financeiro Líquido	(26.689)	(14.590)	82,9%
LAIR	179.103	81.291	120,3%
IR e Contribuição Social	(60.288)	(27.257)	121,2%
Lucro Líquido	118.815	54.034	119,9%

¹ PMSO com Amortização e Depreciação

A Receita Líquida foi de R\$ 1,2 bilhão, aumento de 15,0%, considerando a receita de construção. Excluindo esse efeito, a Receita Líquida foi de R\$ 1,1 bilhão, aumento de R\$ 156,3 milhões, decorrente de: (i) maior reconhecimento do valor novo de reposição (VNR), resultante do reajuste mensal pelo IPCA; (ii) reajuste tarifário ocorrido em outubro de 2020, com efeito médio percebido pelo consumidor de 4,82%; (iii) aumento de 3,9% na energia distribuída, refletindo a recuperação da atividade econômica, através da retomada gradativa do comércio e da indústria; (iv) efeito positivo do MVE; e (v) outras receitas e efeitos.

Os gastos não gerenciáveis atingiram R\$ 780,3 milhões, aumento de 8,2%, decorrente do aumento do preço de compra de energia, além do aumento dos encargos de uso da rede elétrica, devido à expansão de rede e conexão de novos clientes livres.

A Margem Bruta foi de R\$ 363,8 milhões, resultantes dos efeitos mencionados, além de:

R\$ milhões	EDP São Paulo		
	1T21	1T20	Var
VNR	30,8	9,2	21,7
Perdas	(11,4)	(7,3)	(4,1)
MVE/Sobrecontratação	3,4	(5,2)	8,7
Mercado	8,6	-	8,6
Efeito Tarifa	53,4	-	53,4
Outras Receitas	25,3	18,4	6,9
Outros Efeitos	2,1	-	2,1
Total	112,2	15,0	97,2

Os gastos gerenciáveis atingiram R\$ 255,1 milhões, redução de 2,6%, decorrente das rubricas de Pessoal, PECLD e Outros.

O EBITDA foi de R\$ 238,9 milhões, aumento de 91,3%, conforme efeitos mencionados.

O Resultado Financeiro foi de R\$ 26,7 milhões, aumento de 82,9%, devido ao aumento de encargos e do saldo de dívidas.

O Lucro foi de R\$ 118,8 milhões, aumento de R\$ 64,8 milhões, conforme efeitos mencionados.

ENDIVIDAMENTO

	1T21	4T20	Var
Dívida Bruta ¹ (R\$ mil)	2.028.882	1.789.584	13,4%
Caixa e Equivalente de Caixa (R\$ mil)	492.796	469.267	5,0%
Dívida Líquida (R\$ mil)	1.536.086	1.320.317	16,3%
Dívida Líquida / Patrimônio Líquido (vezes)	1,39	1,34	3,9%

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

A dívida bruta foi de R\$ 2.028 milhões, sendo composta: R\$ 1.281,2 milhões (63,2%) em debêntures, R\$ 303,1 milhões (15,0%) de BNDES e R\$ 444,2 milhões (21,9%) em notas promissórias.

INVESTIMENTO

Os investimentos foram de R\$ 97,1 milhões, já deduzidos os recursos recebidos na forma de doações e subvenções, considerando os juros capitalizados.

Investimentos (R\$ mil)	1T21	1T20	Var
Expansão do Sistema Elétrico	58.163	41.961	38,6%
Melhoramento da Rede	20.973	23.439	-10,5%
Telecom., Informática e Outros	7.208	15.905	-54,7%
Perdas ³	10.974	11.690	-6,1%
Subtotal¹	97.318	92.994	4,6%
(-) Obrigações Especiais ²	(218)	(1.689)	-87,1%
Investimento Líquido	97.100	91.305	6,3%

¹ Sub Total = CAPEX Bruto, considerando Capital investido na rede + Juros capitalizados

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

INDICADORES DE QUALIDADE DO SERVIÇO

O DEC ficou abaixo da meta regulatória estabelecida pela ANEEL, registrando o valor de 7,39 horas, aumento de 0,85 horas, em relação ao mesmo período do ano anterior. O FEC se manteve abaixo dos padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL, tendo registrado o valor de 4,63 vezes, 0,36 vezes acima do mesmo período do ano anterior.

Indicador	Unidade	1T21	1T20	Orç	(R X R)	(R X O)	ANEEL
DEC	Horas	7,39	6,54	8,12	0,85	-0,73	7,38
FEC	Vezes	4,63	4,27	4,98	0,36	-0,35	5,79

PERDAS DE ENERGIA

Consideram-se as perdas totais (técnicas e não técnicas) dos últimos 12 meses, as perdas foram de 8,64%, 0.61 p.p., acima do mesmo período do ano anterior.



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 sobre a revisão de informações trimestrais - ITR

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da
EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A.
São Paulo - SP

Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias da EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A. (“Companhia”), contidas no Formulário de Informações Trimestrais (ITR) referente ao trimestre findo em 31 de março de 2021, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2021 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A administração da Companhia é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias de acordo com o CPC 21(R1) e a norma internacional IAS 34 – Interim Financial Reporting, emitida pelo International Accounting Standards Board – (IASB), assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais (ITR). Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações contábeis intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 - Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 - Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.



Conclusão sobre as informações intermediárias

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações contábeis intermediárias incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o CPC 21(R1) e a IAS 34, aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Outros Assuntos - Demonstração do valor adicionado

As informações trimestrais acima referidas incluem a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao período de três meses findo em 31 de março de 2021, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia e apresentada como informação suplementar para fins de IAS 34. Essa demonstração foi submetida a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das informações trimestrais, com o objetivo de concluir se ela está conciliada com as informações contábeis intermediárias e registros contábeis, conforme aplicável, e se sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que essa demonstração do valor adicionado não foi elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa Norma e de forma consistente em relação às informações contábeis intermediárias tomadas em conjunto.

São Paulo, 12 de maio de 2021

KPMG Auditores Independentes
CRC 2SP014428/O-6

Daniel Aparecido da Silva Fukumori
Contador CRC 1SP245014/O-2