

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



	Nota	31/12/2021	31/12/2020
ATIVO			
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5	513.773	176.793
Consumidores e concessionárias	6	949.694	810.545
Ativos financeiros setoriais	7	276.885	133.827
Imposto de renda e Contribuição social a compensar	8	75.738	61.430
Outros tributos compensáveis	8	190.470	194.925
Outros créditos	12	204.980	76.697
Total do Ativo Circulante		2.211.540	1.454.217
Não circulante			
Consumidores e concessionárias	6	8.387	10.540
Ativos financeiros setoriais	7	290.694	121.642
Ativo financeiro indenizável	13.1	2.563.316	2.058.830
Ativos da concessão	13.3	430.765	257.143
Outros tributos compensáveis	8	287.782	465.649
Imposto de renda e Contribuição social diferidos	9	71.766	163.322
Cauções e depósitos vinculados	11	198.647	198.105
Outros Créditos	12	406	949
		3.851.763	3.276.180
Propriedades para investimentos		905	906
Imobilizado	12.7	27.570	16.674
Intangível	13.2	497.083	565.990
		525.558	583.570
Total do Ativo Não circulante		4.377.321	3.859.750
TOTAL DO ATIVO		6.588.861	5.313.967
PASSIVO			
Circulante			
Fornecedores	14	622.122	485.469
Imposto de renda e Contribuição social a recolher	8	5.988	4.195
Outros tributos a recolher	8	206.907	184.298
Dividendos	15	55.502	64.652
Debêntures	16	80.326	348.929
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17	107.106	489.115
Benefícios pós-emprego	18	38.819	37.082
Encargos Setoriais	19	59.211	55.467
Provisões	20	6.930	6.478
Passivos financeiros setoriais	7	226.576	192.949
Outras contas a pagar	12	153.422	78.115
Total do Passivo Circulante		1.562.909	1.946.749
Não circulante			
Outros tributos a recolher	8	92.472	96.747
PIS e COFINS diferidos	9	1.665	1.395
Debêntures	16	1.423.334	541.846
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17	787.774	189.871
Benefícios pós-emprego	18	543.325	610.855
Provisões	20	194.854	172.421
Passivos financeiros setoriais	7	575.907	658.055
Outras contas a pagar	12	23.713	13.067
Total do Passivo Não circulante		3.643.044	2.284.257
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital social	21.1	650.572	650.572
Reservas de capital	21.3	20.615	20.615
Reservas de lucros	21.3	992.724	741.672
Outros resultados abrangentes	21.4	(281.003)	(329.898)
Total do Patrimônio líquido		1.382.908	1.082.961
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		6.588.861	5.313.967

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

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



	Nota	2021	2020
Receitas	22	5.245.884	3.804.732
Custo do serviço de energia elétrica	23		
Custo com energia elétrica		(3.283.052)	(2.344.455)
Custo de operação		(416.179)	(390.190)
Custo do serviço prestado a terceiros		(579.688)	(384.992)
		<u>(4.278.919)</u>	<u>(3.119.637)</u>
Lucro bruto		<u>966.965</u>	<u>685.095</u>
Despesas e Receitas operacionais	23		
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD		(60.891)	(59.968)
Despesas gerais e administrativas		(121.382)	(125.068)
Outras despesas		(52.630)	(79.089)
		<u>(234.903)</u>	<u>(264.125)</u>
Lucro antes do resultado financeiro e tributos		<u>732.062</u>	<u>420.970</u>
Resultado financeiro	24		
Receitas financeiras		126.283	141.378
Despesas financeiras		(265.107)	(192.184)
		<u>(138.824)</u>	<u>(50.806)</u>
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro		<u>593.238</u>	<u>370.164</u>
Tributos sobre o lucro	25		
Imposto de renda e contribuição social correntes		(82.463)	(99.874)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(66.367)	11.967
		<u>(148.830)</u>	<u>(87.907)</u>
Lucro líquido do exercício		<u>444.408</u>	<u>282.257</u>
Resultado por ação atribuível aos acionistas	26		
Resultado básico/ diluído por ação (reais/ações)			
ON		75,63104	48,03557

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

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



	2021	2020
Lucro líquido do exercício	444.408	282.257
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado		
Ganhos e perdas atuariais - Benefícios pós-emprego	74.084	127.965
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(25.189)	(43.508)
	48.895	84.457
Resultado abrangente do exercício	493.303	366.714

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

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



	Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucros	Outros resultados abrangentes	Lucros acumulados	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2019	650.572	20.615	797.357	(414.355)	-	1.054.189
Dividendo adicional aprovado - AGO de 30/04/2020			(263.988)			(263.988)
Lucro líquido do exercício					282.257	282.257
Destinação do lucro						
Constituição de reserva legal			14.113		(14.113)	-
Reserva de incentivo fiscal - SUDENE			9.535		(9.535)	-
Dividendos intermediários (JSCP)					(62.013)	(62.013)
Dividendos complementares					(11.941)	(11.941)
Lucro do exercício a deliberar			184.655		(184.655)	-
Outros resultados abrangentes						
Ganhos atuariais - Benefícios pós-emprego				127.965		127.965
Imposto de renda e contribuição social diferidos				(43.508)		(43.508)
Saldos em 31 de dezembro de 2020	650.572	20.615	741.672	(329.898)	-	1.082.961
	Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucros	Outros resultados abrangentes	Lucros acumulados	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2020	650.572	20.615	741.672	(329.898)	-	1.082.961
Lucro líquido do exercício					444.408	444.408
Destinação do lucro						
Constituição de reserva legal			22.220		(22.220)	-
Reserva de retenção de lucros			184.655			184.655
Reserva de incentivo fiscal - SUDENE			11.918		(11.918)	-
Reversão de reserva para destinação de dividendos			(40.000)			(40.000)
Dividendos intercalares - RCA de 10/09/2021					(88.059)	(88.059)
Dividendos intermediários (JSCP)					(65.297)	(65.297)
Lucro do exercício a deliberar			72.259		(256.914)	(184.655)
Outros resultados abrangentes						
Ganhos atuariais - Benefícios pós-emprego				74.084		74.084
Imposto de renda e contribuição social diferidos				(25.189)		(25.189)
Saldos em 31 de dezembro de 2021	650.572	20.615	992.724	(281.003)	-	1.382.908

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

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



	Nota	2021	2020
Fluxo de caixa das atividades operacionais			
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro		593.238	370.164
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais			
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD		60.891	59.968
Valor justo do ativo financeiro indenizável		(200.236)	(79.904)
Depreciações e amortizações		138.915	126.887
Valor residual do ativo imobilizado e intangível baixados		32.525	24.979
Ativos e passivos financeiros setoriais		4.439	4.825
Fornecedores - atualização monetária - Energia livre		3.968	(39.118)
Encargos de dívidas e variações monetárias sobre empréstimos, financiamentos e debêntures		149.325	85.881
Provisão para plano de benefícios pós-emprego		49.718	59.990
Provisões e atualizações monetárias cíveis, fiscais e trabalhistas		54.070	61.300
Encargos setoriais - provisão e atualização monetária		19.114	14.412
Cauções e depósitos vinculados a litígios - atualização monetária		(6.137)	(4.988)
Impostos e contribuições sociais - atualização monetária		(9.776)	(13.176)
Outros		2.567	3.195
		892.621	674.415
(Aumento) diminuição de ativos operacionais			
Consumidores e concessionárias		(197.283)	(139.424)
Ativos financeiros setoriais		(292.407)	(30.014)
Imposto de renda e contribuição social a compensar		104.344	115.931
Outros tributos compensáveis		182.322	138.149
Estoques		(9.349)	2.040
Cauções e depósitos vinculados		5.595	(4.115)
Outros ativos operacionais		(117.283)	22.847
		(324.061)	105.414
Aumento (diminuição) de passivos operacionais			
Fornecedores		132.685	62.001
Passivos financeiros setoriais		(72.660)	(20.873)
Imposto de renda e contribuição social a recolher		(90.465)	(104.981)
Outros tributos a recolher		18.334	13.921
Benefícios pós-emprego		(41.427)	(38.076)
Encargos Setoriais		(15.370)	(7.444)
Provisões		(31.185)	(21.676)
Outros passivos operacionais		73.803	(8.085)
		(26.285)	(125.213)
Caixa proveniente das atividades operacionais		542.275	654.616
Imposto de renda e contribuição social pagos		(95.256)	(112.023)
Caixa líquido proveniente das atividades operacionais		447.019	542.593
Fluxo de caixa das atividades de investimento			
Adições aos Ativos da concessão		(579.646)	(381.919)
Adições ao Imobilizado e Intangível			(1.592)
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento		(579.646)	(383.511)
Fluxo de caixa líquido das atividades de financiamento			
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(192.711)	(355.535)
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures		1.564.455	527.229
Amortização do principal de empréstimos, financiamentos, derivativos e debêntures		(813.058)	(317.786)
Pagamentos de encargos de dívidas líquido de derivativos		(80.711)	(48.714)
Pagamentos do principal e de juros de arrendamentos		(8.368)	(9.755)
Caixa líquido proveniente das (aplicado nas) atividades de financiamento	28.1	469.607	(204.561)
Aumento (Redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa		336.980	(45.479)
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício		513.773	176.793
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		176.793	222.272
		336.980	(45.479)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

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



	2021	2020
Geração do valor adicionado	7.435.220	5.755.318
Receita operacional	6.698.072	5.340.609
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD	(60.891)	(59.968)
Receita de construção	579.470	384.575
Atualização do Ativo financeiro indenizável	200.236	79.904
Outras receitas	18.333	10.198
(-) Insumos adquiridos de terceiros	(4.496.517)	(3.274.873)
Custos da energia comprada	(3.042.653)	(2.072.791)
Encargos de uso da rede elétrica	(542.586)	(488.900)
Materiais	(20.316)	(18.279)
Serviços de terceiros	(212.325)	(185.759)
Custo com construção da infraestrutura	(579.470)	(384.575)
Outros custos operacionais	(99.167)	(124.569)
Valor adicionado bruto	2.938.703	2.480.445
Retenções		
Depreciações e amortizações	(150.588)	(136.725)
Valor adicionado líquido produzido	2.788.115	2.343.720
Valor adicionado recebido em transferência		
Receitas financeiras	132.658	146.822
Valor adicionado total a distribuir	2.920.773	2.490.542
Distribuição do valor adicionado		
Pessoal		
Remuneração direta	89.800	103.045
Benefícios	34.806	36.080
FGTS	8.618	11.710
Impostos, taxas e contribuições		
Federais	791.652	811.629
Estaduais	1.274.252	1.047.352
Municipais	2.313	2.247
Remuneração de capitais de terceiros		
Juros	273.917	195.277
Aluguéis	1.007	945
Remuneração de capital próprio		
Juros sobre capital próprio	65.297	62.013
Dividendos	88.059	11.941
	2.629.721	2.282.239
Lucros retidos	291.052	208.303
	2.920.773	2.490.542

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

1 Contexto operacional

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

2 Concessão

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

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

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

3 Base de preparação**3.1 Declaração de conformidade**

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

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

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

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

A Diretoria da Companhia autorizou a emissão das demonstrações financeiras em 18 de janeiro de 2022. Após esta data, as alterações somente poderão ser efetuadas pelo Conselho de Administração.

3.2 Práticas contábeis

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

3.3 Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram elaboradas considerando o custo histórico como base de valor exceto: (i) determinados ativos e passivos financeiros que foram mensurados ao valor justo, conforme demonstrado na nota 27.1.1; e (ii) os ativos e passivos líquidos de benefício definido que são reconhecidos a valor justo, com limitação de reconhecimento do superávit atuarial (Nota 18).

3.4 Uso de estimativa e julgamento

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

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

As principais estimativas que representam risco significativo com probabilidade de causar ajustes materiais ao conjunto das demonstrações financeiras, nos próximos exercícios, referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de: Análise da redução ao valor recuperável dos ativos (Nota 3.6); Determinação do fornecimento não faturado (Nota 6); Transações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (Notas 6 e 14); Determinação da Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD (Nota 6.7); Apuração dos ativos e passivos financeiros setoriais (Nota 7); Recuperação do imposto de renda e contribuição social diferidos (Nota 9); Apuração do ativo financeiro indenizável (Nota 13.1); Determinação dos déficits/superávits relacionados aos planos de benefícios pós-emprego (Nota 18); Provisões cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórias (Nota 20.1); e Mensuração a valor justo de instrumentos financeiros (Nota 27.1.2.1).

3.5 Moeda funcional e moeda de apresentação

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

3.6 Redução ao valor recuperável

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

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

Ativos financeiros e contratuais

São avaliados no reconhecimento inicial com base em estudo de perdas esperadas, quando aplicável, e quando há evidências de perdas não recuperáveis. São considerados ativos não recuperáveis quando há evidências de que um ou mais eventos tenham ocorrido após o reconhecimento inicial do ativo financeiro e que, eventualmente, tenha resultado em efeitos negativos no fluxo estimado de caixa futuro do investimento. Atualmente, a rubrica que apresenta saldos de redução ao valor recuperável é a de Consumidores e concessionárias e, para mais informações sobre os critérios e premissas, vide nota 6.7.

Ativo não financeiro

A revisão dos valores de ativos não financeiros da Companhia é efetuada pelo menos anualmente, ou com maior periodicidade se a Administração da Companhia identificar que houve indicações de perdas não recuperáveis no valor contábil líquido dos ativos não financeiros, ou que ocorreram eventos ou alterações nas circunstâncias que indicassem que o valor contábil pode não ser recuperável.

O valor recuperável é determinado com base no valor em uso dos ativos, sendo calculado com recurso das metodologias de avaliação, suportado em técnicas de fluxos de caixa descontados, considerando as condições de mercado, o valor temporal e os riscos de negócio.

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

A Administração da Companhia avaliou os possíveis impactos oriundos da pandemia da COVID-19 (Nota 4.5), em relação a sua posição patrimonial e financeira, com o objetivo de identificar a existência de fatores que requeressem a realização de teste relativo ao valor recuperável de seus ativos não financeiros. Como resultado dessa avaliação, a Administração da Companhia concluiu com base em suas análises, que nesse momento não há indicativos quanto a necessidade de provisão para redução ao valor recuperável dos seus ativos não financeiros.

3.7 Novas normas e interpretações vigentes e não vigentes

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

3.7.1 Normativos emitidos pelo IASB e ainda não homologados pelo CPC

Norma	Descrição da alteração	Correlação IASB	Natureza	Data da vigência
Revisão 15: CPC 48 - Instrumentos Financeiros, CPC 08 - Custos de Transação e Prêmios na Emissão de Títulos e Valores Mobiliários; CPC 40 - Instrumentos Financeiros: Evidenciação; CPC 11 - Contratos de Seguro; e CPC 06 (R2) - Arrendamentos	Adição de novos requisitos de divulgação sobre os efeitos trazidos pela reforma da taxa de juros referenciais (IBOR).	IFRS 9 / IAS 39 / IFRS 7 / IFRS 4 e IFRS 16	Pronunciamento	01/01/2022
CPC 25: Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes.	Especificação de quais custos uma empresa deve incluir ao avaliar se um contrato é oneroso. Os custos diretamente relacionados ao cumprimento do contrato devem ser considerados nas premissas de fluxo de caixa (Ex.: Custo de mão-de-obra, materiais e outros gastos ligados à operação do contrato)	IAS 37	Pronunciamento	01/01/2022
CPC 27 - Ativo Imobilizado	Permite o reconhecimento de receita e custos dos valores relacionados com a venda de itens produzidos durante a fase de testes do ativo	IAS 16	Pronunciamento	01/01/2022
CPC 00 - Estrutura Conceitual para Relatório Financeiro	Atualização da referência ao CPC 00 sem alterar significativamente os requisitos do IFRS 3.	IFRS 3	Pronunciamento	01/01/2022
CPC 26 - Apresentação das Demonstrações Contábeis	Divulgação de Políticas Contábeis (Alterações ao CPC 26/IAS 1 e IFRS Practice Statement 2).	IAS 1 / IFRS 2	Pronunciamento	01/01/2023
CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro	Definição e distinção de estimativa contábil, esclarece a utilização de técnicas de mensuração e dados para a mesma.	IAS 1 / IFRS 2	Pronunciamento	01/01/2023
CPC 32 - Tributos sobre o Lucro - Revisão de Imposto diferido relacionado a ativos e passivos decorrentes de uma única transação	As alterações limitam o escopo da isenção de reconhecimento inicial para excluir transações que dão origem a diferenças temporárias iguais e compensatórias.	IAS 12	Pronunciamento	01/01/2023
CPC 50 - Contratos de seguro	Fornece uma base para os usuários das demonstrações contábeis avaliarem o efeito que os contratos de seguros têm na posição financeira, no desempenho financeiro e nos fluxos de caixa da entidade.	IFRS 17	Pronunciamento	01/01/2023

As alterações que entraram em vigor em 1º de janeiro de 2021 não produziram impactos relevantes nestas demonstrações financeiras. Em relação aos normativos em discussão no IASB ou com data de vigência estabelecida em exercícios futuros, a Companhia está acompanhando as discussões e até o momento não identificou a possibilidade de ocorrência de impactos significativos.

4 Eventos significativos do exercício**4.1 Captações e liberações de recursos**

Durante o exercício de 2021 a Companhia obteve os seguintes recursos:

Fonte	Data da liberação	Vencimento	Valor	Custo da dívida	Finalidade
Cédula de Câmbio - MFUG	jan/21	jan/23	300.000	CDI + 1,13% a.a.	Capital de Giro
Debêntures - 10ª Emissão	fev/21	jul/25	500.000	CDI + 1,15% a.a. (*)	Plano de Investimento 2019, 2020 e 2021
Debêntures - 11ª Emissão	ago/21	jul/25	400.000	CDI + 1,25% a.a.	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro
Nota Promissória 2ª Emissão	nov/21	nov/23	350.000	CDI + 1,20% a.a.	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro
EDP - Energias do Brasil S.A. (Liberação) (**)	jul/21	jan/23	9.000	100,3% do CDI	Contratos de mútuo
EDP - Energias do Brasil S.A. (Liberação) (**)	jul/21	jan/23	16.000	100,3% do CDI	Contratos de mútuo
			1.575.000		

(*) A debênture da Companhia foi captada a IPCA + 3,26% e foi efetuado *swap* para CDI, como demonstrado acima. Maiores informações vide nota 27.1.3.

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

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

4.2 Reajuste Tarifário Anual

Em 03 de agosto de 2021, por meio da Resolução Homologatória nº 2.918, a ANEEL homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual aplicado pela Companhia a partir de 07 de agosto de 2021.

O efeito médio percebido pelos consumidores foi de 9,75%, sendo 6,89% para as unidades consumidoras atendidas em alta e média tensão e 9,81% para os clientes do subgrupo B1.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

No processo de Reajuste Tarifário, a ANEEL atualiza os custos regulatórios passíveis de gerenciamento pela Companhia (Parcela B), enquanto os custos não gerenciáveis (Parcela A) e os itens financeiros são atualizados com base na variação de preços verificada nos doze meses anteriores e da projeção para os doze meses subsequentes. A parcela B foi ajustada em 46,08%, resultando em R\$1.466.485. O IGP-M apurado para o período tarifário foi de +33,75% e o Fator X foi de -0,13%. O Fator X é composto das parcelas "Pd" (ganhos de produtividade) de 1,12%, "T" (trajetória para adequação dos custos operacionais) de -1,05% e "Q" (incentivo à qualidade) de -0,20%.

Nos encargos setoriais, em relação à CDE Conta-covid foi considerado o valor de R\$87.916 referente à amortização da operação de crédito destinada ao setor elétrico para o enfrentamento da pandemia da COVID-19 (Nota 4.5), nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 885/2020 (Nota 4.5.1).

O ajuste dos itens financeiros incluído pela ANEEL neste processo foi de R\$10.041, referente à diferença entre os custos não gerenciáveis (energia, transporte e encargos) homologados e os efetivamente incorridos pela Companhia no período tarifário de 2020 a 2021. Os itens financeiros também consideram a devolução de R\$156.493 de créditos tributários de PIS e COFINS habilitados e compensados pela Companhia perante a Receita Federal do Brasil (Nota 8.3.2).

4.3 Não incidência de IRPJ e CSLL sobre a atualização pela Selic dos indébitos tributários recebidos da União

Em 24 de setembro de 2021 o Supremo Tribunal Federal (STF) decidiu que não incidem IRPJ e CSLL sobre a receita de atualização monetária dos indébitos tributários recebidos da União (Taxa Selic).

A Companhia é parte, com outras Companhias do Grupo EDP – Energias do Brasil, de mandado de segurança que objetiva o reconhecimento do direito de não recolher o IRPJ e a CSLL sobre os valores referentes à aplicação de juros de mora e correção monetária, relativos aos indébitos tributários passíveis de restituição, reembolso, ressarcimento ou compensação (judicialmente ou administrativamente), além do direito ao aproveitamento dos créditos dos últimos 5 (cinco) anos anteriores à data do ajuizamento da ação judicial.

Em dezembro de 2021, com o entendimento dos assessores jurídicos da probabilidade acerca do tema na Companhia, e com base no CPC 32, foi efetuado o registro de R\$9.647 de principal (Nota 25) e R\$1.285 de atualização monetária (Nota 24).

4.4 Medidas governamentais para gestão de recursos hídricos

Publicação	Descrição	Status
Medida Provisória - MP nº 1.055 de 28 de junho de 2021	A MP nº 1.055 institui a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética - CREG com o objetivo de estabelecer medidas emergenciais para a otimização do uso dos recursos hidroenergéticos e para o enfrentamento da atual situação de escassez hídrica, a fim de garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no país adotando entre as medidas: (i) definir diretrizes obrigatórias para, em caráter excepcional e temporário, estabelecer limites de uso, armazenamento e vazão das usinas hidrelétricas e eventuais medidas mitigadoras associadas; (ii) estabelecer prazos para atendimento das diretrizes pelos órgãos e pelas entidades da administração pública federal direta e indireta, pelo ONS, pela CCEE e pelos concessionários de geração de energia elétrica; (iii) requisitar e estabelecer prazos para encaminhamento de informações e subsídios técnicos aos órgãos e às entidades da administração pública federal direta e indireta, à ONS, à CCEE e aos concessionários de geração de energia elétrica. O Ministério de Minas e Energia (MME), com a melhora da expectativa de chuvas ao final do ano de 2021, após reunião da CREG em 05 de novembro de 2021, sinalizou o fim da vigência da MP 1.055/2021, que instituiu a CREG. A MP perdeu a validade no dia 07 de novembro de 2021, e, com isso, a Câmara encarregada da gestão da atual crise hídrica também deixou de existir.	Esta MP entrou em vigor em 28 de junho de 2021 e a CREG teria duração até 30 de dezembro de 2021. Em 07 de novembro a MP caducou, bem como ocorreu o fim da CREG.
Bandeiras tarifárias - faixas de acionamento e adicionais	Após deliberação na 23ª Reunião Pública Ordinária de Diretoria da ANEEL realizada em 29 de junho de 2021, foram definidos os novos adicionais aplicados a partir de 1º julho de 2021, por meio da Resolução Homologatória nº 2.888/2021, alterando de R\$1,343 para R\$1,874 o valor adicional da vigência da bandeira tarifária amarela a cada 100 kWh consumidos, de R\$4,169 para R\$3,971 o valor adicional para a bandeira vermelha patamar 1 para cada 100 kWh consumidos e de R\$6,243 para R\$9,492 o valor adicional da bandeira tarifária vermelha patamar 2 a cada 100 kWh consumidos. Em razão da excepcionalidade advinda da escassez hídrica em 2021, foi criada a Bandeira Tarifária Escassez Hídrica conforme determinação da CREG. Esse patamar foi criado por meio da Resolução nº 3 de 31 de agosto de 2021 para custear com recursos da bandeira tarifária os custos excepcionais do acionamento de usinas térmicas e da importação de energia. Com isso, a cobrança da bandeira Escassez Hídrica é de R\$14,20 a cada 100 kWh consumidos. Essa cobrança vale para todos os consumidores do Sistema Interligado Nacional - SIN com exceção dos beneficiários da tarifa social que deverá ser aplicado a bandeira anterior patamar 2 vigente desde 1º de julho de 2021. Com a decisão da CREG, a Bandeira Escassez Hídrica não houve necessidade de deliberar a revisão do patamar 2 da bandeira vermelha oriunda da Consulta Pública nº 41/2021 aberta em julho. A consulta foi fechada por perda do objeto, considerando a decisão da CREG.	Valores vigentes desde 1º de julho de 2021 Valores vigentes desde 1º de setembro de 2021 à abril de 2022.
Medida Provisória - MP nº 1.078 de 13 de dezembro de 2021	A MP nº 1.078 dispõe sobre as medidas destinadas ao enfrentamento dos impactos financeiros no setor elétrico decorrentes da situação de escassez hídrica. A partir da referida MP, passa a vigorar a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, com as principais alterações: (i) prover recursos, arrecadados exclusivamente por meio de encargo tarifário, para a amortização de operações financeiras vinculadas a medidas de enfrentamento aos impactos financeiros no setor elétrico decorrentes da situação de escassez hídrica e dos diferimentos aplicados no processo tarifário anterior à liberação dos recursos da operação financeira, conforme definido em regulamento; (ii) Os consumidores do ambiente de contratação regulada, a partir da data de publicação desta MP, deverão pagar, por meio de encargo tarifário cobrado na proporção do consumo de energia elétrica, os custos remanescentes das operações financeiras; e (iii) O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, fica autorizado a estabelecer bandeira tarifária extraordinária para a cobertura de custos excepcionais decorrentes de situação de escassez hídrica.	Esta MP entrou em vigor no dia 13 de dezembro de 2021, data de sua publicação.
Resolução Normativa - REN nº 02 de 31 de agosto de 2021	A REN nº 02, tendo em vista o disposto na Medida Provisória nº 1.055/21, na Lei nº 10.848/04, institui o Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica para unidades consumidoras dos grupos A e B no mercado regulado do Sistema Interligado Nacional - SIN, com o objetivo de estabelecer medidas emergenciais para o enfrentamento da atual situação de escassez hídrica, a fim de garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no País. O Programa de que trata o caput será implementado mediante a concessão de bônus em fatura, no valor de R\$ 50,00 (cinquenta reais) para cada 100 (cem) kWh, em contrapartida da redução média verificada do consumo de energia elétrica em montante igual ou superior a 10% (dez por cento), por unidade consumidora do ambiente de contratação regulada, limitado a 20% (vinte por cento), apurada de forma cumulativa nas faturas referentes às competências de setembro a dezembro de 2021.	Esta REN entrou em vigor no dia de sua publicação. A Companhia reconheceu o montante de R\$59.807 referente a este subsídio em dezembro de 2021 (Nota 12.2.1).

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

4.5 COVID-19 (pandemia do novo Coronavírus)

A Organização Mundial da Saúde (OMS) declarou, em 11 de março de 2020, que existe uma pandemia decorrente do novo Coronavírus (COVID-19), doença causada pelo coronavírus SARS-CoV-2. As incertezas geradas pela disseminação da COVID-19 com suas variantes, provocaram intensa volatilidade nos mercados financeiros e de capitais mundiais nos exercícios de 2020 e 2021, tendo os maiores impactos ocorridos no primeiro ano da referida pandemia.

4.5.1 Medidas de Assistência Governamental iniciadas em 2020 com impactos no exercício 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 4.5.2)
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 deveriam 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 REN ANEEL nº 885, referente ao Decreto nº 10.350/2020. O valor total requerido pela Companhia foi de R\$219.423, referente a Ativos Regulatórios de Parcela A, sendo os limites de recebimento calculados pela ANEEL tendo como referência os itens de mercado e inadimplência. Os recursos da Conta-covid foram repassados à Companhia através de operação financeira sob coordenação da CCEE em 31 de julho de 2020, incorporados como componente financeiro negativo na base do Reajuste Tarifário Anual, cuja contribuição para amenizar o efeito para os consumidores foi de -6,64%.	A definição dos prazos de recolhimento e os valores das quotas mensais da CDE, realizou-se por meio do Despacho - DSP ANEEL nº 181/21 (Nota 4.5.2)

4.5.2 Medidas de Assistência Governamental adotadas em 2021

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

Publicação	Descrição	Status
Despachos - DSP ANEEL nº 181 de 27/01/2021 e nº 939 de 05/04/2021	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. O DSP ANEEL nº 939 revogou o Despacho nº 181/21 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\$87.916 e o valor do Encargo Mensal é de R\$7.326, oriundo do DSP ANEEL nº 939/21
Resoluções Normativas - REN ANEEL nº 928 de 26/03/2021 e nº 936 de 15/06/2021	A REN ANEEL nº 928 visou 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 existam 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 4.5.4.1). Esta Resolução teve vigência da data de sua publicação até 30 de junho de 2021 e foi prorrogada por meio da REN ANEEL nº 936.	A REN ANEEL nº 936/21 teve vigência da data de sua publicação até 30 de setembro 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 19)
Resolução Normativa - REN ANEEL nº 932 de 27/04/2021	A REN ANEEL nº 932 aprovou as compensações não pagas tempestivamente aos consumidores conforme Resolução Normativa nº 928/2021 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.	A REN ANEEL nº 932/21 entrou em vigor em 1º de junho de 2021.
Medida Provisória - MP nº 1.066 de 02 de setembro de 2021	Foi publicada a Medida Provisória - MP nº 1.066 em que prorroga o prazo para recolhimento de PIS e COFINS, às distribuidoras de energia elétrica, relativos às competências dos meses de agosto, setembro e outubro de 2021, ficam postergados para os respectivos prazos de vencimento devidos na competência do mês de novembro de 2021.	A Companhia aderiu ao novo prazo de vencimento conforme esta MP
Resolução Normativa - REN nº 1.000 de 07 de dezembro de 2021	A REN ANEEL nº 1.000 revoga e substitui a REN nº 414 de 9 de setembro de 2010 e estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Revoga ainda as Resoluções normativas nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. Com a publicação da consolidação, 61 resoluções normativas da Agência serão totalmente revogadas e 3 terão revogação parcial.	A REN nº 1.000/21 publicada em dezembro de 2021 terá efeitos a partir do 1º trimestre de 2022.
Resolução Homologatória - REH nº 3.004 de 14 de dezembro de 2021	A REH ANEEL nº 3.004 homologa as quotas mensais provisórias da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, relativas às competências de janeiro a abril de 2022, a serem recolhidas pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica. A Companhia deverá pagar mensalmente diretamente à CCEE o montante de R\$54.505 mensais conforme consta do Anexo I da referida Resolução.	A REH nº 3.004/21 publicada em dezembro de 2021 terá efeitos a partir de Janeiro de 2022.

4.5.3 Medidas adotadas pela Administração da EDP - Energias do Brasil para mitigação dos impactos da COVID-19

Desde 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.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



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 no decorrer 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 a 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. Esta parceria colaborou com a doação em torno de R\$7,9 milhões para este fim;

(iv) doação de 60 leitos pós-UTI ao governo do Espírito Santo, em parceria com as empresas Suzano e Águia Branca;

(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 - Fines, em conjunto com Fortlev, Nestlé/Garoto, Buai, Villoni, Mondelez, Selita, Frisa, Real Café e Uniares;

(vi) doação de mais de 8.500 máscaras tipo PFF2/n95 para o Hospital Maternidade São Camilo, em Aracruz. Os itens de proteção foram destinadas aos profissionais que atuam na linha de frente no combate à Covid-19;

(vii) doação de R\$300 mil em equipamentos, cilindros de oxigênio e 1.800 cestas básicas às Secretarias de Saúde do Ceará (SESA) e de Proteção Social, Justiça, Cidadania, Mulheres e Direitos Humanos (SPS); e

(viii) doação de 332 mil máscaras cirúrgicas, 56 mil luvas de proteção e 25,7 mil máscaras PFF2/n95 para a Secretaria Estadual de Saúde do Estado do Tocantins.

4.5.4 Impacto nas demonstrações financeiras

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

4.5.4.1 Vedação da suspensão do fornecimento de energia elétrica por inadimplência

A vedação da suspensão do fornecimento de energia elétrica por inadimplência iniciou novamente a partir de 26 de março de 2021, e foi mantida até 30 de setembro de 2021 por meio das Resoluções Normativas ANEEL nº 928 e nº 936 (Nota 4.5.2). Neste sentido a Administração da Companhia demonstra as premissas adotadas na nota 6.7.

4.5.4.2 Sobrecontratação de energia

Com o cenário de pandemia decorrente da COVID-19 (Nota 4.5), existiu uma excepcional redução no mercado brasileiro de distribuição de energia elétrica substancialmente para o exercício de 2020, ocasionando assim, uma sobrecontratação da energia contratada. Em 18 de maio de 2020, por meio do Decreto nº 10.350 da ANEEL, esta sobrecontratação foi considerada como exposição contratual involuntária das distribuidoras de energia elétrica e em 23 de novembro de 2021, a diretoria da ANEEL deliberou o resultado da Consulta Pública nº35, definindo que a sobrecontratação pelo Covid para os anos de 2020 e 2021 aplicasse a carga declarada nos Leilões A-1 e A-2 de 2019 como cargas previstas para 2020 e 2021 (Nota 27.2.2.1).

Para o segundo semestre de 2021, o agravamento do cenário de crise hídrica e o crescimento de mercado acima das projeções impactaram momentaneamente as estratégias definidas para o ano. Nesse sentido, a Companhia declarou déficit no MCSD de julho a dezembro de 2021 que foram atendidos pelo Mecanismo. Dessa forma, foram adquiridos pela Companhia 113 MWm, visando a proteção de seus fluxos de caixa.

Adicionalmente aos efeitos do Decreto acima, a sobrecontratação do exercício de 2021 oriunda substancialmente da estratégia da Administração da Companhia para proteção de entrega a seus clientes, além de proteger dos aumentos no PLD (que teve valor médio de R\$279,61/MWh (Submercado SE/CO) no exercício de 2021, quando para o mesmo período de 2020, para o mesmo submercado, alcançou a média de R\$177,71/MWh) resultou, no exercício findo em 31 de dezembro de 2021, o impacto negativo de R\$19.963 na Companhia (Nota 27.2.2.1).

5 Caixa e equivalentes de caixa

	Nota	31/12/2021	31/12/2020
Bancos conta movimento		26.379	40.575
Aplicações financeiras			
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	5.1	483.663	136.084
Operações compromissadas lastreadas em Debêntures	5.2	3.731	
Fundos de investimento	5.3		134
		487.394	136.218
Total		513.773	176.793

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

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

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

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

5.1 Certificados de Depósitos Bancários - CDB

As aplicações financeiras em CDBs estão remuneradas a taxas que variam entre 96,50% e 103,00% do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

5.2 Operações compromissadas lastreadas em Debêntures

Operações compromissadas lastreadas em Debêntures estão remuneradas a taxas que variam entre 92,00% e 100,00% do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

5.3 Fundos de investimento

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 possuía 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 foram classificadas como Equivalentes de caixa, uma vez que possuem liquidez imediata com o emissor. Devido a maior diversidade de tipos de investimento, que têm se mostrado mais atrativos em relação ao fundos, foi efetuado o resgate no exercício findo em 31 de dezembro de 2021.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

6 Consumidores e concessionárias

		Valores correntes					Valores renegociados					Saldo líquido em 31/12/2021		Saldo líquido em 31/12/2020	
		A vencer	Vencidos				A vencer	Vencidos		PECLD					
		Até 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias	PECLD (Nota 6.7)				
Circulante		Nota													
Consumidores															
Fornecimento faturado		6.1													
Residencial			116.490	136.152	20.672	26.822	125.540	(125.616)	8.325	18.349	5.650	25.860	(33.951)	324.293	273.741
Industrial			10.124	11.316	1.588	2.451	18.568	(6.766)	856	2.083	646	7.621	(1.502)	46.985	69.074
Comércio, serviços e outras atividades			46.207	32.497	6.377	10.553	52.719	(47.045)	2.336	4.285	1.287	8.829	(9.681)	108.364	120.974
Rural			39.231	28.589	6.875	5.244	29.646	(30.099)	4.531	10.587	1.201	3.923	(5.378)	94.350	77.122
Poder público															
Federal			1.211	216	49	65	74	(119)	1	1	1	2	(1)	1.500	3.736
Estadual			2.333	199	37	583	280	(253)	107	17	72	11	(24)	3.362	7.128
Municipal			10.358	1.529	632	929	1.393	(1.094)	58	51	30	56	(23)	13.919	14.007
Iluminação pública			4.680	740	43	40	2.398		1.274	3.762	131	862		13.930	29.323
Serviço público			11.875	1.079	124	855	293	(604)	292	254	145	230	(178)	14.365	14.226
Serviços Cobráveis			73	309	281	491	2.865	(2.279)						1.740	2.007
Fornecimento não faturado		6.2	266.167					(1.727)						264.440	156.848
(-) Arrecadação em processo de reclassificação			(125)											(125)	(8.502)
Outros créditos		6.3	28.573											28.573	28.573
			537.197	212.626	36.678	48.033	233.776	(215.602)	17.780	39.389	9.163	47.394	(50.738)	915.696	788.257
Concessionárias															
Suprimento de energia elétrica		6.4	17.304											17.304	274
Energia de curto prazo		6.5	3.988											3.988	-
Encargos de uso da rede elétrica			3.003											3.003	5.232
Outros créditos			9.703											9.703	16.782
			33.998	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33.998	22.288
Total Circulante			571.195	212.626	36.678	48.033	233.776	(215.602)	17.780	39.389	9.163	47.394	(50.738)	949.694	810.545

		Corrente vencida		Renegociados a vencer			
		Mais de 360 dias	PECLD (Nota 6.7)	Mais de 360 dias	PECLD (Nota 6.7)	Saldo líquido em 31/12/2021	Saldo líquido em 31/12/2020
Não circulante							
Consumidores							
Fornecimento faturado							
Residencial				11.689	(7.084)	4.605	3.614
Industrial	693		(693)	378	(121)	257	1.534
Comércio, serviços e outras atividades				4.279	(3.441)	838	2.003
Rural				1.468	(701)	767	1.215
Poder público							
Municipal				23		23	9
Iluminação pública				2.457		2.457	3.350
Serviço público				32	(10)	22	-
(-) Ajuste a valor presente	6.6			(582)		(582)	(1.185)
Total Não circulante		693	(693)	19.744	(11.357)	8.387	10.540

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



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 após 5 dias úteis, contados da data da respectiva apresentação. Quando se tratar de consumidores das classes de poder público, iluminação pública e serviço público, o prazo mínimo para o vencimento é de 10 dias úteis. Contudo, a Companhia oferece aos consumidores a opção de alteração da data de vencimento da fatura (6 opções de datas) ao longo do mês.

6.1 Fornecimento faturado

A variação observada refere-se substancialmente aos reflexos do último reajuste tarifário com aumento da Parcela B (Nota 4.2).

6.2 Fornecimento não faturado

O aumento do fornecimento não faturado é observado, principalmente, em decorrência da aplicação da Resolução ANEEL nº 863/2019, a partir de janeiro de 2021, onde os consumidores do grupo A, Livres e avençados incluindo o grupo B4 de iluminação pública, passaram a serem medidos no período do mês civil e toda energia passa a ser contabilizada como fornecimento não faturado. Adicionalmente, houve impactos do último reajuste tarifário com aumento da parcela B (Nota 4.2).

6.3 Outros créditos - Consumidores

Do saldo em 31 de dezembro de 2021 de R\$28.573 (R\$28.573 em 31 de dezembro de 2020), R\$27.415 (R\$27.415 em 31 de dezembro de 2020) refere-se ao saldo de Encargos de Capacidade Emergencial - ECE, vigente de março de 2002 a janeiro de 2006, e Encargos de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial - EAEEE, vigente em janeiro e fevereiro de 2004, que estão sob discussão judicial. Considerando que estes valores constituem um montante a repassar à Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE, a Companhia possui um passivo em 31 de dezembro de 2021 no valor de R\$28.562 (R\$28.553 em 31 de dezembro de 2020) (Nota 19).

6.4 Suprimento de energia elétrica

A variação do suprimento de energia elétrica observada, quando comparada a dezembro de 2020, ocorreu devido ao aumento da carga de energia elétrica comercializada no Mecanismo de Venda de Excedentes - MVE, decorrente da rodada extraordinária em dezembro de 2021 (Nota 27.2.2.1), com objetivo de alocação das sobras de energia do exercício, uma vez que o MVE é o instrumento de gestão de excedente de energia para a Companhia.

6.5 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, os quais foram impactados pelo aumento da carga contratada do Mecanismo de Compensação de Sobras e Débitos - MCS, adicionado ao efeito decorrente do cenário de crise hidrológica (Nota 4.4), ocasionando um aumento dos encargos associados a esta operação. Adicionalmente ocorreram exposições financeiras em relação à diferença entre os PLDs dos submercados envolvidos nos dois exercícios (Nota 4.5.4.2).

6.6 Ajuste a valor presente

O ajuste a valor presente, regulamentado pelo CPC 12, foi calculado com base na taxa de remuneração de capital, aplicada pela ANEEL nas revisões tarifárias da Companhia. Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado. Em 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020 a taxa corresponde a 12,26% a.a., afetando positivamente o resultado do exercício em R\$604 (R\$2.230 em 2020) (Nota 24).

6.7 Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD

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

	Saldo em 31/12/2020	PECLD esperada	Revisão de risco (*)		Saldo em 31/12/2021
		Ao longo da vida	PECLD	Resultado de perdas	
Consumidores					
Residencial	(165.630)	(40.415)	9.824	29.570	(166.651)
Industrial	(9.489)	(1.763)	(3.396)	5.566	(9.082)
Comércio, Serviços e Outras Atividades	(54.651)	(9.833)	(4.624)	8.941	(60.167)
Rural	(34.641)	(11.147)	6.167	3.443	(36.178)
Poder Público	(1.566)	(195)	10	237	(1.514)
Iluminação Pública	-	-	(588)	588	-
Serviço Público	(279)	(264)	(269)	20	(792)
Serviços Cobráveis	(1.923)	-	(356)	-	(2.279)
Não faturado	(1.864)	137	-	-	(1.727)
Total	(270.043)	(63.480)	6.768	48.365	(278.390)
Circulante	(254.079)	-	-	-	(266.340)
Não circulante	(15.964)	-	-	-	(12.050)

(*) 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:

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



	PECLD esperada				PECLD esperada					
	31/12/2021				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	1,69%	n/a	13,01%	n/a	1,69%	n/a	13,01%	n/a	33,41%	n/a
Industrial	1,77%	n/a	27,28%	7,37%	1,77%	n/a	27,28%	7,37%	24,92%	17,28%
Comércio, Serviços e Outras Atividades	1,02%	0,46%	20,79%	n/a	1,02%	0,46%	20,79%	n/a	21,84%	n/a
Rural	1,84%	0,01%	10,94%	n/a	1,84%	0,01%	10,94%	n/a	23,56%	n/a
Poder Público	0,16%	n/a	24,75%	n/a	0,16%	n/a	24,75%	n/a	28,12%	n/a
Iluminação Pública	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Serviço Público	0,08%	0,18%	n/a	n/a	0,08%	0,18%	n/a	n/a	n/a	n/a

Apesar da Resolução Normativa da ANEEL nº 936/21 (Nota 4.5.2) que estendeu até 30 setembro de 2021, o prazo de 30 para 120 dias para suspensão de energia de consumidor cativo inadimplente e mantém a suspensão para clientes classificados como Baixa Renda, a referida resolução não extingue o débito, prevendo inclusive a cobrança de juros de mora e multa, no caso de atraso.

Para fins de PECLD, relativo aos efeitos da COVID-19 para a Companhia (Nota 4.5.4.1), a Administração da Companhia adotou como prática, complementar aos critérios citados acima, as seguintes premissas de mensuração:

- A aplicação mensal de matriz de inadimplência para o cenário 2021, 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; e
- 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 exercício findo em 31 de dezembro de 2021, não houve alteração nas premissas de mensuração citadas acima, decorrente das Resoluções Normativas ANEEL nº 928/21 e nº 936/21, que teve sua vigência encerrada em 30 de setembro de 2021 (Nota 4.5.2).

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

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

7 Ativos e passivos financeiros setoriais

								Valores em amortização	Valores em constituição		
	Saldo em 31/12/2020	Apropriação	Amortização (i)	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2021	Circulante	Não circulante	IRT (*) 2021	IRT (*) 2022	IRT (*) 2023	Indeterminado (**)
CVA											
Compra de energia (ii)	(12.446)	46.035	11.633	4.487	49.709	91.029	(41.320)	(5.301)	55.010		
Custo da Energia de Itaipu (iii)	112.584	173.757	(57.295)	7.611	236.657	167.457	69.200	118.028	118.629		
PROINFA	454	10.295	(2.402)	(132)	8.215	5.961	2.254	4.351	3.864		
Transporte Rede Básica	27.646	24.652	(15.829)	1.796	38.265	31.660	6.605	26.941	11.324		
Transporte de Energia - Itaipu	3.182	5.058	(1.823)	212	6.629	4.605	2.024	3.159	3.470		
Encargos de Serviço do Sistema - ESS / Encargos de Energia de Reserva - EER (iv)	25.290	218.021	(19.113)	2.286	226.484	110.522	115.962	27.691	198.793		
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (v)	20.913	(101.756)	16.637	(2.120)	(66.326)	(48.135)	(18.191)	(35.139)	(31.187)		
	177.623	376.062	(68.192)	14.140	499.633	363.099	136.534	139.730	359.903	-	-
Itens financeiros											
Sobrecontratação de energia (vi)	22.684	(16.913)	(4.193)	5.866	7.444	14.605	(7.161)	19.719	(12.275)		
Neutralidade da Parcela "A"	1.457	(13.528)	(4.442)	(207)	(16.720)	(29.421)	12.701	(32.780)	16.060		
Ultrapassagem de demanda e Excedente de reativos (vii)	(95.812)	(30.916)	55.711	(525)	(71.542)	(16.213)	(55.329)	(16.213)	(40.765)	(14.564)	
Risco Hidrológico (viii)	(122.073)	(161.043)	125.734	(1.423)	(158.805)	(99.485)	(59.320)	(93.553)	(65.252)	(0)	
Outros	61.879	35.997	(60.544)	(294)	37.038	24.388	12.650	29.259	7.779	0	
	(131.865)	(186.403)	112.266	3.417	(202.585)	(106.126)	(96.459)	(93.568)	(94.453)	(14.564)	-
PIS e COFINS											
PIS/ COFINS Nota Técnica nº 115/04	46.940		(27.027)		19.913	19.913			19.913		
Exclusão do ICMS da base de PIS e COFINS (Nota 8.3.2)	(688.233)	(1.798)	160.162	(21.996)	(551.865)	(226.577)	(325.288)	(89.360)	(137.217)		(325.288)
	(641.293)	(1.798)	133.135	(21.996)	(531.952)	(206.664)	(325.288)	(89.360)	(117.304)	-	(325.288)
Total	(595.535)	187.861	177.209	(4.439)	(234.904)	50.309	(285.213)	(43.198)	148.146	(14.564)	(325.288)
Ativo Circulante	133.827				276.885	276.885					
Ativo Não circulante	121.642				290.694		290.694				
Passivo Circulante	192.949				226.576	226.576					
Passivo Não circulante	658.055				575.907		575.907				

(*) 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 pela distribuidora 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 distribuidora, pois possui risco intrínseco do negócio por não haver garantia de neutralidade tarifária.

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

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

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

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

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

- **Itens financeiros:** Referem-se a outros componentes financeiros que se constituem em direitos ou obrigações que também integram a composição tarifária, dentre eles: Sobrecontratação de energia; Neutralidade dos encargos setoriais; Ultrapassagem de demanda e Excedente de reativos; e Risco Hidrológico, entre outros apurados em procedimentos tarifários.

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 amortizações 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.

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 da Companhia 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 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, bem como todos os fatos e circunstâncias existentes que suportam a transação.

7.1 Efeitos relevantes no exercício

O total de passivos setoriais líquidos dos ativos, em 31 de dezembro de 2020 somava um valor de R\$595.535, sendo que o total de passivos setoriais líquido dos ativos em 31 de dezembro de 2021 soma um valor de R\$234.904. A variação no exercício no montante de R\$360.631 foi causada pelos seguintes motivos:

(i) Amortização: No exercício, foi repassado aos consumidores no faturamento de energia o montante de R\$177.209 referente a passivos setoriais líquidos homologados pela ANEEL.

(ii) Compra de Energia: A variação da apropriação deve-se a uma conjuntura de sazonalidade associada ao cenário energético atual do Setor Elétrico Brasileiro, impactado principalmente pela Crise Hídrica, em decorrência das baixas afluições verificadas e os níveis dos reservatórios. Os reflexos dessa crise estão representados no alto despacho termelétrico verificado no exercício, além dos custos do Risco Hidrológico (Usinas de Itaipu, Cotas e Repactuação CCEAR) que são repassados aos consumidores por intermédio da Companhia. Nesse sentido, o valor em apropriação representa os custos adicionais aos previstos na Cobertura Tarifária, já considerando a receita das Bandeiras Tarifárias. Esses custos serão repassados aos consumidores nos processos tarifários futuros da Companhia.

(iii) Custo da energia de Itaipu: Os custos de energia elétrica de Itaipu atribuídos mensalmente à Companhia são valorados de acordo com o câmbio do dólar. No processo tarifário de 2020 da Companhia, realizado agosto do referido exercício, foi considerada uma premissa de R\$5,33 para a definição da cobertura tarifária. Já para o processo de tarifário de 2021, a premissa considerada foi de R\$5,10. Ocorre que a taxa cambial do dólar verificada no exercício em análise sofreu variações, contribuindo para a formação do resultado em análise. Além disso, outro fator que explica a variação verificada decorre da metodologia de cálculo da CVA, em que se compara mensalmente o preço da energia de Itaipu, assim como o preço dos demais contratos de energia com a Tarifa Média de Cobertura (TMC). A TMC é uma média ponderada dos preços dos contratos de energia da Companhia previstos para o seu ano tarifário. Portanto, o preço de energia de Itaipu verificado no período foi superior à TMC, resultando na formação de um ativo regulatório.

(iv) Encargos de Serviço do Sistema - ESS / Encargos de Energia de Reserva - EER: Os custos do ESS/EER atribuídos à Companhia no exercício mostraram-se superiores aos montantes previstos de cobertura tarifária, em decorrência principalmente do acionamento de usinas termelétricas com CVU (Custo Variável Unitário, que corresponde à receita recebida por térmicas quando despachadas) superior ao PLD teto, além de usinas termelétricas despachadas fora da ordem de mérito. Esse despacho termelétrico está inserido no contexto da crise hídrica mencionada na nota 4.4.

(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 72/2020, objetivando obter subsídios para a definição das quotas da CDE de 2021, resultando na Resolução Homologatória ANEEL nº 2.864 de 2021. As quotas pagas pelos agentes em 2021 reduziram cerca de 3% com relação ao ano de 2020, contribuindo para a formação de passivo setorial a ser revertido às tarifas. Além disso, a Companhia protocolou recurso administrativo à ANEEL em fevereiro de 2020, requerendo que a Agência reparasse erro material constatado no rateio das quotas do ano civil de 2020, que elevou seus custos de CDE. A ANEEL decidiu por acatar o pedido, conforme Despacho nº 2.311/2020, repercutindo os efeitos nas quotas de 2021, contribuindo significativamente para a formação dos valores em análise.

(vi) Sobrecontratação de energia: A apropriação dos valores no exercício é representada pelo significativo aumento do PLD decorrente da Crise Hídrica (Nota 4.4), impactando parte da energia sobrecontratada da Companhia que é repassável ao consumidor em 61,94 MWm.

Em adição à Resolução Normativa ANEEL nº 885/2020, foi encerrada a fase de contribuição da Consulta Pública ANEEL nº 35/2020, instaurada para aprimoramento de mecanismos relativos à reequilíbrio econômico-financeiro da Companhia, 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 4.5).

A ANEEL definiu a metodologia de recomposição econômica dos impactos da crise do COVID-19, por meio da finalização da 3ª fase da Consulta Pública 35/2020, considerando os impactos de mercado e inadimplência. A recomposição do equilíbrio econômico será realizado mediante Revisão Tarifária Extraordinária, por iniciativa e evidência da distribuidora, a respeito dos impactos da COVID-19.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



Adicionalmente, 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. Por fim, vale ressaltar que no Reajuste Tarifário de 2018 da Companhia, a Diretoria Colegiada da ANEEL optou por antecipar o tratamento tarifário da sobrecontratação da mesma como voluntária para os exercícios de 2016 e 2017, a partir de pleito regulatório interposto pela Companhia, conforme decisão exarada na 28ª Reunião de Diretoria ANEEL de 2018 e aprovação da Resolução Homologatória nº 2432/2018.

Em dezembro de 2021 foi emitida a Nota Técnica nº 121/2021–SRM/SGT/ANEEL com novos critérios de apuração da sobrecontratação involuntária no que diz respeito ao máximo esforço, migração de consumidores livres e efeitos da distribuição de cotas que refletem nos montantes de 2016 em diante. Esse novo posicionamento da área técnica passará pela avaliação da Diretoria da ANEEL. Esse novo posicionamento da área técnica pela (vii) Ultrapassagem de demanda e Excedente de reativos: Referem-se aos faturamentos realizados pela Companhia, referente a parcela de ineficiência de utilização da rede de energia elétrica da Demanda e Reativos pelos consumidores de média e alta tensão. Esses valores faturados constituem passivo setorial, a serem revertidos nas tarifas no momento da Revisão Tarifária da Companhia.

(viii) Risco Hidrológico: Os valores em apropriação no exercício em análise referem-se a cobertura tarifária dos custos de Risco Hidrológico, prevista no processo tarifário anterior, que fazem frente aos custos do GSF para as usinas hidrelétricas de Itaipu, Cotas e Repactuação CCEAR. Essa previsão é baseada na expectativa de GSF para os próximos 12 meses, além do PLD de referência da Bandeira Tarifária Verde, no momento do processo tarifário.

8 Imposto de renda, Contribuição social e Outros tributos

	Nota	Saldo em 31/12/2020	Adição	Baixas	Atualização monetária	Adiantamen- tos / Pagamentos	Compensa- ção de tributos	Transferên- cia	Saldo em 31/12/2021
Ativos compensáveis									
Imposto de renda e contribuição social a compensar	8.1	61.430			1.869	91.983	(6.469)	(73.075)	75.738
Total Circulante		61.430	-	-	1.869	91.983	(6.469)	(73.075)	75.738
Outros tributos compensáveis									
ICMS	8.2	69.338	31.208					(17.254)	83.292
PIS e COFINS	8.3	578.637	328.493		14.153		(207.452)	(329.958)	383.873
IRRF sobre aplicações financeiras		4.586	1.888					(2.699)	3.775
IR/CS retidos sobre faturamento		1.985	2.653					(1.624)	3.014
Outros		6.028	1	(106)		7	(1.632)		4.298
Total		660.574	364.243	(106)	14.153	7	(209.084)	(351.535)	478.252
Circulante		194.925							190.470
Não circulante		465.649							287.782
Passivos a recolher									
Imposto de renda e contribuição social a recolher		4.195	82.463			(3.273)		(77.397)	5.988
Total Circulante		4.195	82.463	-	-	(3.273)	-	(77.397)	5.988
Outros tributos a recolher									
ICMS	8.4	110.992	1.294.318			(1.261.974)		(17.254)	126.082
PIS e COFINS	8.3.3	44.418	534.361		1.823		(198.149)	(329.959)	52.494
Tributos sobre serviços prestados por terceiros		2.742	26.049		3	(25.643)			3.151
IRRF sobre juros s/ capital próprio	8.5	9.302	9.795				(9.302)		9.795
Parcelamentos		107.890	1.143		5.894	(11.176)			103.751
Encargos com pessoal		5.624	43.248			(38.250)	(6.521)		4.101
Outros		77				(72)			5
Total		281.045	1.908.914	-	7.720	(1.337.115)	(213.972)	(347.213)	299.379
Circulante		184.298							206.907
Não circulante		96.747							92.472

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

8.1 Imposto de renda e contribuição social - Ativos Compensáveis

A companhia apurou um crédito de R\$12.639 referente ao Imposto de renda e contribuição social do ano de 2020, sendo utilizado R\$6.469 para compensação de INSS Folha do ano de 2021.

8.2 ICMS - Ativo Compensável

Do saldo a compensar de R\$83.292 (R\$69.338 em 31 de dezembro de 2020), R\$10.168 (R\$12.656 em 31 de dezembro de 2020) são Circulante e R\$73.124 (R\$56.682 em 31 de dezembro de 2020) são Não circulante. Do montante total, R\$83.354 (R\$64.332 em 31 de dezembro de 2020) referem-se a créditos de ICMS decorrentes de aquisição de bens que, de acordo com o parágrafo 5º do artigo 20 da Lei Complementar nº 87/96, são compensados à razão de 1/48 avos por mês.

8.3 PIS e COFINS

8.3.1 Medida Provisória - MP nº 1.066/21

Conforme descrito na nota 4.5.2, com base na Medida Provisória nº 1.066/21, encontram-se com prazo prorrogado o PIS e a COFINS relativos aos meses de agosto a outubro de 2021.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



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

Em 3 de abril de 2019 a Companhia obteve o trânsito em julgado com decisão favorável em processo judicial, no qual foi reconhecido o direito de excluir os valores do ICMS próprio da base de cálculo do PIS e da COFINS, bem como, de reaver valores recolhidos anteriormente. A 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.

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

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 (Nota 7).

Em 19 de fevereiro de 2021 foi publicado no Diário Oficial da União o Despacho ANEEL nº 361/2021, que diante de situações excepcionais, nos quais haja possibilidade de aumento tarifário expressivo, poderão, antecipadamente a conclusão da Consulta Pública nº 5/2021, serem utilizados parte dos créditos de PIS e COFINS, limitado a 20% do total envolvido nas ações judicial, objetivando atenuar os impactos tarifários previstos nos reajustes e revisões das distribuidoras.

O Supremo Tribunal Federal, em 13 de maio de 2021, modulou os efeitos da referida decisão e, entre eles, decidiu que o ICMS a ser retirado da base de cálculo das referidas contribuições é aquele destacado na nota fiscal. Para tanto, a Companhia procedeu com recálculo e registrou ajuste no principal de R\$1.798 no exercício de 2021.

A Companhia, por meio da carta CT-EDP-ES-61/2021, solicitou a consideração da antecipação da reversão dos referidos créditos como componente financeiro negativo extraordinário a ser compensado do montante total habilitado pela Receita Federal do Brasil. Em 29 de julho de 2021, a SGT, por meio da Nota Técnica nº 170/2021-SGT/ANEEL, consolidou o cálculo do Reajuste Tarifário Anual - RTA de 2021 da Companhia, nas tarifas aplicadas aos consumidores a partir de 07 de agosto de 2021 (Nota 4.2).

Desta forma, o montante reconhecido na rubrica de passivos financeiros setoriais (Nota 7) refere-se ao valor principal atualizado monetariamente. A movimentação dos referidos valores, está em conformidade com a Solução de Consulta da RFB nº 13/2018, incluindo atualização monetária e compensação em 31 de dezembro de 2021, demonstrado a seguir:

	Principal	Ajuste principal	Atualização	(-) Compensação	Total
Exclusão do ICMS próprio na base de cálculo do PIS e da COFINS	555.006	1.798	212.691	(388.267)	381.228

8.3.3 Pagamento - PIS e COFINS

O pagamento de PIS e a COFINS prorrogados pela MP nº 1.066 de setembro de 2021 (Nota 4.5.2), relativos aos meses de agosto, setembro e outubro, foram compensando em dezembro de 2021. Os montantes compensados respectivamente foram de R\$17.425, R\$23.335 e R\$22.920.

8.4 ICMS - Passivo a Recolher

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

8.5 IRRF sobre Juros Sobre Capital Próprio

Refere-se ao Imposto de Renda Retido na Fonte da Companhia, à alíquota de 15%, incidente sobre os valores pagos aos acionistas a título de Juros sobre o Capital Próprio conforme legislação. O saldo em 31 de dezembro de 2021 de R\$9.795 foi relativo ao IRRF sobre JSCP deliberado no exercício de 2021 à ser liquidado em janeiro de 2022.

8.6 Parcelamentos

REFIS

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

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

Programa Especial de Regularização Tributária - PERT

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

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

Em 31 de dezembro de 2021 restam 97 parcelas de R\$948 atualizáveis mensalmente pela SELIC acrescidas de 1%.

Segue abaixo o montante e a relação dos tributos parcelados:

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

Movimentação dos parcelamentos

	REFIS (*)	PERT	Total
Valor de adesão	36.756	149.429	186.185
Diferença REFIS/PERT	1.143	(1.225)	(82)
Atualização de Juros - Consolidação 2011	2.715		2.715
Ativo a compensar	3.640		3.640
Depósito Judicial a favor da Companhia	17.284		17.284
Conversão em renda a favor da União	(18.382)		(18.382)
Pagamento	(36.079)	(78.922)	(115.001)
Atualização	8.846	21.438	30.284
Reversão de atualização da conversão em renda	(2.892)		(2.892)
Saldos em 31 de dezembro de 2021	13.031	90.720	103.751

(*) O saldo do REFIS em 31 de dezembro de 2021 de R\$13.031 (R\$9.006 em 31 de dezembro de 2020) possui depósitos judiciais no montante de R\$20.544 (R\$23.113 em 31 de dezembro de 2020), os quais aguardam conversão em renda da União (conforme artigo 32 da Portaria PGFN/RFB nº 06/09), ocasião em que será efetivada a baixa deste passivo e respectivo levantamento da diferença entre o depósito judicial atualizado e a obrigação.

9 Tributos diferidos

Nota	Ativo		Passivo	
	Não circulante		Não Circulante	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
PIS e COFINS			1.665	1.395
Imposto de renda e contribuição social	9.1			
Total	71.766	163.322	1.665	1.395

9.1 Imposto de renda e contribuição social

São registrados sobre prejuízos fiscais, base negativa de contribuição social e diferenças temporárias, considerando as alíquotas vigentes dos citados tributos, de acordo com as disposições da Deliberação CVM nº 599/09, e consideram o histórico de rentabilidade e a expectativa de geração de lucros tributáveis futuros fundamentada em estudo técnico de viabilidade. São reconhecidos de acordo com a transação que os originou, seja no resultado ou no patrimônio líquido.

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

9.1.1 Composição

Natureza dos créditos	Nota	Ativo Não circulante		Passivo Não circulante		Resultado		Patrimônio líquido	
		31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	2021	2020	2021	2020
Prejuízos Fiscais			254			(254)	(588)		
Base Negativa da Contribuição Social							588		
		-	254	-	-	(254)	-	-	-
Diferenças Temporárias									
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD		83.420	78.282			5.138	21.722		
Benefício pós-emprego		53.396	50.551			2.845	7.434		
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas		67.470	59.741			7.729	13.613		
Consumidores - ajuste a valor presente		198	403			(205)	(758)		
Valor justo do Ativo Financeiro Indenizável - ICPC 01 (R1)				264.993	196.912	(68.081)	(27.167)		
Instrumentos financeiros - CPC 39				13.701		(13.701)			
Benefício pós-emprego - Outros resultados abrangentes		144.759	169.948					(25.189)	(43.508)
Outras		5.592	2.347	10.589	9.167	1.823	(929)		
Total Diferenças temporárias		354.835	361.272	289.283	206.079	(64.452)	13.915	(25.189)	(43.508)
Crédito fiscal do ágio incorporado	9.1.1.1	6.214	7.875			(1.661)	(1.948)		
Total bruto		361.049	369.401	289.283	206.079	(66.367)	11.967	(25.189)	(43.508)
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos		(289.283)	(206.079)	(289.283)	(206.079)				
Total		71.766	163.322	-	-				

9.1.1.1 Crédito fiscal do ágio incorporado

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

9.1.2 Realização dos tributos diferidos ativos

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

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

2022	2022	2023	2024	2025	2026 a 2028	A partir de 2029	Total
64.253	62.281	60.636	38.071	36.632	59.506	39.670	361.049

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

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

10 Partes relacionadas

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

	Relacionamento	Preço praticado (R\$/MWh)	Duração	Ativo				Passivo				Receitas (Despesas)		
				Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante		Operacionais		Financeiras
				31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	2021	2020	2020
Consumidores e concessionárias (Nota 6)														
Uso do sistema de distribuição														
Energest	Controle Comum		01/08/2005 a 17/07/2025	837	674							8.845	6.956	
				837	674	-	-	-	-	-	-	8.845	6.956	-
Fornecedores (Nota 14)														
Suprimento de energia elétrica														
Energest	Controle Comum	244,78	01/01/2008 a 31/12/2037					86	70			(659)	(629)	
Lajeado	Controle Comum	264,5	01/01/2008 a 31/12/2037					7	4			(57)	(54)	
Lajeado	Controle Comum	266,8	01/01/2009 a 31/12/2038					13	8			(103)	(98)	
Lajeado	Controle Comum	248,46	01/01/2009 a 31/12/2038					41	36			(336)	(320)	
Porto do Pecém	Controle Comum	Parcela fixa(*) + Custo variável	01/01/2012 a 31/12/2026					6.481	4.375			(50.267)	(24.291)	
São Manoel	Controle Comum	121,99	26/04/2018 a 31/12/2047					192	162			(1.544)	(1.481)	
CEJA	Controle Comum	174,22	01/01/2015 a 31/12/2044					791	641			(6.054)	(5.769)	
Uso do sistema de transmissão														
EDP Transmissão	Controle Comum (**)		09/02/2019 a 31/01/2033					1.229	834			(7.822)	(8.270)	
EDP Transmissão MA I	Controle Comum (**)		11/05/2021 a 31/01/2033					124				(597)		
EDP Transmissão MA II	Controle Comum (**)		04/01/2020 a 31/01/2033					46	47			(396)	(297)	
EDP Transmissão Aliança	Controle Comum		30/07/2020 a 31/01/2033					89				(424)		
EDP Transmissão Litoral Sul	Controle Comum		30/07/2020 a 31/01/2033					5				(36)		
				-	-	-	-	9.104	6.177	-	-	(68.295)	(41.209)	-
Outros créditos e Outras contas a pagar (Nota 12)														
Contrato de Compartilhamento de Recursos Humanos (a)														
EDP - Energias do Brasil	Controladora		01/01/2019 a 31/12/2022			33				91	2.534	(6.619)	(21.290)	
Convênio de arrecadação														
EDP Smart Serviços	Controle Comum		24/08/2015 a 30/06/2023					297	250					
Compartilhamento dos serviços de infraestrutura (b)														
EDP - Energias do Brasil	Controladora		01/01/2015 a 31/12/2022							75	121	(1.134)	(3.206)	
Energest	Controle Comum		29/07/2015 a 31/12/2022			5				2		9		
EDP São Paulo	Controle Comum		01/01/2021 a 31/12/2022							146		(146)		
EDP Renováveis	Controle Comum		29/07/2015 a 31/12/2022			18	18							
EDP Transmissão	Controle Comum (**)		01/01/2019 a 31/12/2022				54						163	
Opções de ações outorgadas da controladora (Nota 10.2.1)														
EDP - Energias do Brasil	Controladora		19/06/2017 a 18/06/2025							465	485	(690)	(275)	
Contrato de Compartilhamento de Atividades de Backoffice (c)														
EDP - Energias do Brasil	Controladora		01/01/2019 a 31/12/2024							769	180	(11.557)	(13.465)	
				-	-	23	105	297	250	1.548	3.320	(20.137)	(38.073)	-
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas														
Contratos de mútuo - 100,3% do CDI														
EDP - Energias do Brasil	Controladora		08/01/2019 a 31/01/2023											(14)
				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(14)
				837	674	23	105	9.401	6.427	1.548	3.320	(79.587)	(72.326)	(14)

(*) A parcela fixa é de R\$1.761 por mês.

(**) Em 28 de dezembro de 2021, a controladora EDP - Energias do Brasil alienou as Companhias EDP Transmissão, EDP Transmissão MA I e EDP Transmissão MA II.

As operações com partes relacionadas foram estabelecidas em condições compatíveis com as de mercado.

As garantias recebidas do controlador estão descritas na nota de Garantias (Nota 29.2).

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



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: O instrumento tem por objetivo o rateio de gastos com recursos humanos das atividades compartilhadas entre a Companhia e a controladora em conjunto EDP - Energias do Brasil.

O critério de rateio considera direcionadores que ponderam o esforço de cada área para cada empresa, que foi suportado por consultoria especializada independente.

(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.

Em agosto de 2019 foi publicada a anuência da ANEEL, através do Despacho nº 2.636/2019, celebrando o 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.

Em 2021, foi assinado contrato de compartilhamento de Infraestrutura relacionados a nova sede da controladora EDP - Energias do Brasil. O contrato celebra o compartilhamento entre a controladora e as partes relacionadas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, Energest, EDP Transmissão Aliança SC, EDP Transmissão Litoral Sul e EDP Transmissão SP-MG. Ambos os contratos tem vigência até 31 de dezembro de 2022. Com a alienação pela controladora EDP - Energias do Brasil, das Companhias EDP Transmissão (*), EDP Transmissão MA I (*) e EDP Transmissão MA II (*) em dezembro de 2021 foi firmado aditivo, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2022, onde as mesmas estarão excluídas do compartilhamento.

Ainda em 2021, foram assinados dois contratos de compartilhamento de Infraestrutura relacionados à unidade da Companhia localizada em São José dos Campos. Esses contratos celebram o compartilhamento de espaço e serviços de infraestrutura entre a EDP São Paulo e partes relacionadas EDP Trading Comercializadora, Porto do Pecém, Investco, Lajeado, EDP Smart Serviços, EDP Smart Soluções e EDP Smart Energia, já o segundo contrato com as partes EDP Energias do Brasil, EDP Espírito Santo, Energest, EDP Transmissão Aliança SC, EDP Transmissão Litoral Sul e EDP Transmissão SP-MG. Ambos os contratos tem vigência até 31 de dezembro de 2022. Com a alienação pela controladora EDP - Energias do Brasil, das Companhias EDP Transmissão (*), EDP Transmissão MA I (*) e EDP Transmissão MA II (*) em dezembro de 2021 foi firmado aditivo, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2022, onde as mesmas estarão excluídas do compartilhamento.

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.

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. Com a alienação da EDP Transmissão, EDP Transmissão MA I e EDP Transmissão MA II em dezembro de 2021, a partir de 2022 as mesmas estarão excluídas do compartilhamento, fato que foi firmado em aditivo contratual. O critério de rateio considera os mesmos direcionadores mencionados acima, suportado por consultoria especializada independente. Esses contratos são dispensados de anuência prévia da ANEEL, uma vez que os valores de desembolso das empresas participantes se enquadraram nos limites de dispensa. O contrato de compartilhamento de atividades de *backoffice* teve seu aditivo firmado em dezembro de 2021, estendendo sua vigência até 31 de dezembro de 2024.

10.1 Controladora direta

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

10.2 Remuneração dos administradores

10.2.1 Opções de ações outorgadas da controladora

Entre os anos de 2017 e 2021, a controladora EDP - Energias do Brasil instituiu os 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\$690 (R\$275 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 do plano.

10.2.2 Remuneração total do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária pagos pela Companhia

	2021			2020		
	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Total	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Total
Remuneração (a)	3.225	86	3.311	3.366	86	3.452
Benefícios de curto prazo (b)	99		99	74		74
Benefícios - Previdência Privada	98		98	82		82
Remuneração baseada em ações (Nota 10.2.2.1)	555		555	-		-
Total	3.977	86	4.063	3.522	86	3.608

(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.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Em relação a Opções de ações outorgadas da controladora (Nota 10.2.1), o montante relativo aos diretores estatutários da Companhia, estimado no resultado de 2021, é de R\$129. Os montantes estimados apenas serão considerados como remuneração da diretoria estatutária neste quadro quando da efetiva outorga das ações da controladora.

10.2.2.1 Remuneração baseada em ações

As ações do Plano de Remuneração I foram exercidas no período findo em 30 de junho de 2021.

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

	2021		2020	
	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração
Número de membros	6,17	2,00	6,25	2,00
Valor da maior remuneração individual	1.142	43	773	43
Valor da menor remuneração individual	293	43	141	43
Valor médio da remuneração individual	645	43	564	43

11 Cauções e depósitos vinculados

	Nota	Saldo em 31/12/2020	Adição	Atualização	Resgate	Baixa	Saldo em 31/12/2021
Depósitos judiciais	8.6 e 20	197.918	3.086	6.137	(2.117)	(6.564)	198.460
Outros cauções		187					187
Total Não Circulante		198.105	3.086	6.137	(2.117)	(6.564)	198.647

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

	Nota	Circulante		Não circulante	
		31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Outros créditos - Ativo					
Adiantamentos	12.1	27.780	1.970		
Descontos tarifários	12.2	119.601	35.164		
Bens destinados à alienação/desativação		2.288	1.178		
Serviços em curso		2.136	2.406		
Serviços prestados a terceiros		19.634	10.339	359	832
Ressarcimento de custos – CCRBT		45			
Convênios de arrecadação		1.571	4.836		
Compartilhamento/Serviços entre partes relacionadas	10			23	105
Estoques	12.3	26.700	17.351		
Outros		5.225	3.453	24	12
Total		204.980	76.697	406	949
Outras contas a pagar - Passivo					
Contribuição de iluminação pública	12.4	18.347	17.603		
Credores diversos - consumidores e concessionárias	12.5	73.380	10.905		
Folha de pagamento		2.183	2.807	536	
Cessão de créditos de ICMS		1.625			
Arrecadação de terceiros a repassar		9.597	5.063		
Compartilhamento/Serviços entre partes relacionadas	10	297	250	1.548	3.320
Obrigações Sociais e Trabalhistas	12.6	39.232	30.827		
Arrendamentos e aluguéis	12.7	7.549	7.307	21.629	9.747
Outros	12.8	1.212	3.353		
Total		153.422	78.115	23.713	13.067

12.1 Adiantamentos

A variação deve-se a adiantamentos para diversos fornecedores referente a prestações de serviços técnicos de eletricitistas para a área de concessão da Companhia.

12.2 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 2.749/20	Ago/20 a Jul/21	20.523
ANEEL nº 2.918/21	Ago/21 a Jul/22	27.464

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Segue abaixo a composição dos descontos tarifários:

	Saldo em 31/12/2020	Descontos tarifários	Ressarci- mento	Saldo em 31/12/2021
Subsídio Baixa Renda	6.407	47.103	(45.270)	8.240
Subsídio Carga Fonte Incentivada - Res. nº 77/04	14.273	145.762	(130.820)	29.215
Subsídio Geração Fonte Incentivada - Res. nº 77/04	(4)	9.455	(9.178)	273
Subsídio Rural	31.733	70.784	(70.386)	32.131
Subsídio Irrigante/Aquicultor - Res. nº 414/10	(22.794)	62.776	(54.727)	(14.745)
Subsídio Água/Esgoto/Saneamento - Despacho nº 3.629/11	10.136	8.059	(8.928)	9.267
Subsídio Distribuição - TUSD fio B	(4.587)			(4.587)
Subsídio Crise Hídrica	12.2.1	59.807		59.807
	35.164	403.746	(319.309)	119.601

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

	Saldo em 31/12/2021	Saldo em 31/12/2020
Parcela mensal	24.195	20.406
Parcela de ajustes homologados	39.229	3.824
Parcela de ajustes a homologar	47.937	4.527
Saldo subsídio baixa renda	8.240	6.407
	119.601	35.164

12.2.1 Subsídio Crise Hídrica

Como base na Resolução Nº 2 da CREG, de 31 de agosto de 2021 (Nota 4.4), que tem como propósito incentivar os consumidores a reduzirem o seu consumo de energia em meio a escassez hídrica, foi reconhecido pela Companhia o montante subsídio de R\$59.807. Os consumidores aptos a receberem o bônus são os da baixa tensão e os de média e alta tensão, das classes de consumo residencial, industrial, comercial, serviços e outras atividades, rural e serviço público, incluindo aqueles residenciais com benefício da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE).

12.3 Estoques

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

O saldo de estoques refere-se aos materiais utilizados na operação e manutenção da prestação dos serviços. Os materiais utilizados na construção da infraestrutura da concessão estão classificados nos Ativos da concessão (Nota 13.3) pelo montante, em 31 de dezembro de 2021, de R\$45.664 (R\$29.398 em 31 de dezembro de 2020).

12.4 Contribuição de iluminação pública

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

12.5 Credores diversos - consumidores e concessionárias

O aumento dos credores diversos é observado principalmente devido ao provisionamento da bonificação para os clientes que economizaram energia durante os períodos vinculados aos impactos financeiros no setor elétrico ocasionados pelo cenário de escassez hídrica, conforme MP nº 1.078 (Nota 4.4).

12.6 Obrigações Sociais e Trabalhistas

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

12.7 Arrendamentos e aluguéis e Imobilizado

Em decorrência da adoção do CPC 06 (R2) - Arrendamentos, desde 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	Adição (Nota 12.7.1)	Pagamentos	Transferên- cias	AVP	Saldo em 31/12/2021
Edifícios	5.040	1.556	(6.101)	5.057	(13)	5.539
Veículos	2.267	532	(2.267)	1.567	(89)	2.010
Total Circulante	7.307	2.088	(8.368)	6.624	(102)	7.549
Edifícios	8.280	14.419		(5.057)	3.987	21.629
Veículos	1.467			(1.567)	100	-
Total Não circulante	9.747	14.419	-	(6.624)	4.087	21.629
Total	17.054	16.507	(8.368)	-	3.985	29.178

Os montantes registrados no passivo encontram-se ajustados a valor presente pelas taxas que representam o custo de financiamento dos respectivos bens arrendados.

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

Ano	Edifícios		Veículos	
	Valor	Taxas (%)	Valor	Taxas (%)
2022	5.539	8,55%	2.010	9,58%
Total Circulante	5.539		2.010	
2023	4.900	8,40%		
2024	4.145	8,34%		
2025	3.711	8,48%		
2026	3.119	9,15%		
2027 até 2039	5.754	68,89%		
Total Não circulante	21.629		-	

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)



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	42.368	29.178
PIS/COFINS potencial (9,25%)	(3.919)	(2.699)

Os contratos de arrendamentos e aluguéis foram registrados em contrapartida da rubrica de Imobilizado como Ativos de direito de uso. Do saldo do Imobilizado em 31 de dezembro de 2021 de R\$27.570 (R\$16.674 em 31 de dezembro de 2020), R\$22.131 (R\$11.625 em 31 de dezembro de 2020) referem-se aos referidos ativos e estão apresentados conforme abaixo:

	Taxas anuais médias de depreciação %	31/12/2021			Taxas anuais médias de depreciação %	31/12/2020		
		Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido		Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido
Ativos de direito de uso								
Edificações, obras civis e benfeitorias	12,94	29.118	(7.425)	21.693	25,48	20.548	(9.841)	10.707
Veículos	33,33	1.436	(998)	438	44,66	4.481	(3.563)	918
Total Ativos de direito de uso		30.554	(8.423)	22.131		25.029	(13.404)	11.625

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

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

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

	Valor líquido em 31/12/2020	Ingressos (Nota 12.7.1)	Depreciações	Valor líquido em 31/12/2021
Ativos de direito de uso				
Edificações, obras civis e benfeitorias	10.707	15.975	(4.989)	21.693
Veículos	918	532	(1.012)	438
Total Ativos de direito de uso	11.625	16.507	(6.001)	22.131

12.7.1 Ingressos

O valor de ingressos em Edificações, obras civis e benfeitorias refere-se principalmente ao novo prédio da Controladora localizada em São Paulo, utilizado pela Companhia como uma de suas filiais.

12.8 Outros - Passivo circulante

A variação deve-se principalmente a compra de crédito de ICMS com deságio, em conformidade com o Decreto do Espírito Santo nº 4628- R, que regulamentou a Lei nº 11.001 de 12 de junho de 2019, que autoriza a utilização e a transferência de crédito acumulado de ICMS para terceiros.

13 Ativo financeiro indenizável, Ativos da concessão e Intangível

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

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

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

• Modelo do ativo financeiro

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

• Modelo do ativo intangível

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

• Modelo bifurcado

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

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

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

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

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

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

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



13.1 Ativo financeiro indenizável

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

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

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

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

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

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

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

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

A movimentação no exercício é a seguinte:

	Saldo em 31/12/2020	Transferên- cias dos Ativo da concessão	Valor Justo (Nota 13.1.1)	Baixas	Reclassifica- ção	Saldo em 31/12/2021
Ativo financeiro indenizável	2.058.830	318.073	200.236	(21.582)	7.759	2.563.316
	2.058.830	318.073	200.236	(21.582)	7.759	2.563.316

13.1.1 Valor justo

O montante de R\$200.236 na rubrica de valor justo, sofre impacto decorrente do aumento inflacionário no exercício. A taxa IPCA acumulada em 2021 é de 10,67%, enquanto em 2020 foi de 4,52%.

13.2 Intangível

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

13.2.1 Composição

	Nota	31/12/2021				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	13.2.1.1	4,63	2.194.215	(1.697.132)	497.083	4,50	2.169.317	(1.603.327)	565.990
Total do intangível em serviço			2.194.215	(1.697.132)	497.083		2.169.317	(1.603.327)	565.990
Atividades não vinculadas à concessão									
Ágio na incorporação de sociedade controladora	13.2.1.2	4,98	103.964	(85.687)	18.277	5,23	103.964	(80.509)	23.455
(-) Provisão para manutenção de dividendos	13.2.1.2	4,98	(103.964)	85.687	(18.277)	5,23	(103.964)	80.509	(23.455)
Total de Atividades não vinculadas à concessão			-	-	-		-	-	-
Total do intangível			2.194.215	(1.697.132)	497.083		2.169.317	(1.603.327)	565.990

13.2.1.1 Direitos de Concessão - Infraestrutura

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

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

13.2.1.1.1 Bens totalmente amortizados

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

	31/12/2021	31/12/2020
Direito de concessão - Infraestrutura		
Edificações, obras civis e benfeitorias	8.654	8.382
Máquinas e equipamentos	535.608	414.847
Veículos	7.971	12.169
Móveis e utensílios	8.819	7.056
Outros	94.788	228.554
Total	655.840	671.008

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

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

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

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



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

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

13.2.2 Movimentação

	Valor líquido em 31/12/2020	Transf. dos Ativos da concessão	Amortizações	Baixas	Reclassificação	Valor líquido em 31/12/2021
Intangível em serviço						
Direito de concessão - Infraestrutura	565.990	96.719	(145.109)	(12.758)	(7.759)	497.083
Total	565.990	96.719	(145.109)	(12.758)	(7.759)	497.083

13.3 Ativos da concessão

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

Em função do disposto nas Instruções Contábeis do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico e na Deliberação CVM nº 672/11, que aprova o pronunciamento técnico CPC 20 (R1), os encargos financeiros relativos aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados nos Ativos da concessão, estão registrados neste subgrupo como custo das respectivas obras. A taxa média mensal aplicada no exercício para determinar o montante dos encargos financeiros passíveis de capitalização foi de 1,5412%, que representa a taxa efetiva do empréstimo conforme regras previstas do PRORET submódulo 2.4 e Resolução Normativa ANEEL nº 648/15.

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

	Valor líquido em 31/12/2020	Transferência para o ativo intangível	Transferência para o ativo financeiro	Adições (Nota 13.3.1)	Juros Capitalizados	Reclassificação	Valor líquido em 31/12/2021
Ativos da concessão	257.143	(96.719)	(318.073)	570.702	8.768	8.944	430.765
Total Não circulante	257.143	(96.719)	(318.073)	570.702	8.768	8.944	430.765

13.3.1 Adições

A distribuição nos montantes de investimentos estão destacados a seguir:

Instalação de sistemas de medição, expansão de linhas, subestações e redes de distribuição para ligação de novos clientes	48%
Melhoria da rede, substituição de equipamentos e de medidores, tanto obsoletos quanto depreciados, além do recondutoramento de redes em final de vida útil	20%
Telecomunicações, informática e outras atividades, tais como infraestrutura e projetos comerciais	19%
Combate à perdas	13%
	100%

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

	31/12/2021	31/12/2020
		Reapresentado (*)
BRR Homologada em 28 de fevereiro de 2019	2.311.392	2.311.392
BAR Homologada em 28 de fevereiro de 2019	268.905	268.905
Movimentações de base	(574.886)	(307.983)
Investimento Incremental	891.991	475.385
Atualização VNR - Investimento incremental	333.029	116.566
Bases Regulatórias	3.230.431	2.864.265
Ativo financeiro indenizável	2.563.316	2.058.830
Intangível em serviço	497.083	565.990
Total do Balanço patrimonial	3.060.399	2.624.820
VNR do Intangível não registrado	170.032	239.445

(*) Os montantes informados em 31 de dezembro de 2020 consideravam Movimentações de base e Investimento incremental duplicados para determinadas classes. Para adequada apresentação, estão reapresentados os montantes de Movimentações de base e Investimento Incremental, adicionado de segregação de Atualização VNR - Investimento Incremental, para melhor apresentação

O montante de R\$170.032 não registrado no Balanço patrimonial ocorre pois a Lei nº 6.404/76 veda a reavaliação contábil de ativos Intangíveis. Desta forma, a ANEEL avalia os ativos da BRR a VNR e o saldo apresentado nas demonstrações financeiras estão mensurados pelo custo de aquisição/construção, deduzido de amortização acumulada.

14 Fornecedores

	Nota	31/12/2021	31/12/2020
Suprimento de energia elétrica (i)	14.1 e 23.1.1	285.958	239.604
Energia livre	14.2	26.271	22.303
Encargos de uso da rede elétrica		59.581	62.246
Operações CCEE	14.3 e 23.1.2	90.372	30.787
Materiais e serviços	14.4	159.940	130.529
Total		622.122	485.469

(i) O valor total de garantias de compras de energia é de R\$114.254 em 31 de dezembro de 2021 (R\$59.608 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.

14.1 Suprimento de energia elétrica

O aumento do saldo referente a Suprimento de energia elétrica em 31 de dezembro de 2021 decorre, principalmente, do custo elevado na contratação de energia decorrente do acionamento das termoeletricas pela ONS, acarretando diretamente no aumento da parcela variável dos contratos de compra de energia por disponibilidade.

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

14.2 Energia livre

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

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

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

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

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

Em 22 de abril de 2020, diante de mudanças ocorridas na jurisprudência relativa a figura jurídica da legitimidade ativa de associação em mandado de segurança coletivo, a Companhia contratou assessores jurídicos para avaliação de tais obrigações com passivo de energia livre.

A Administração da Companhia julga tal alteração na jurisprudência como premissa para enquadramento contábil da questão como fato de alteração substancial de novos termos contratuais. Nesse sentido, conforme opinião dos assessores jurídicos externos da Companhia o montante foi atualizado, tendo em 31 de dezembro de 2021 o valor de R\$3.968 na despesa financeira (receita financeira em 2020 de R\$39.118) (Nota 24).

14.3 Operações CCEE

O montante refere-se às transações de energia e de encargos comercializados no âmbito da CCEE, por sazonalização operacionalizada na Companhia, os quais foram impactados pelo aumento da carga contratada do Mecanismo de Compensação de Sobras e Débitos – MCS D. Adicionalmente, o aumento observado decorre do cenário de crise hídrica, ocasionando um aumento dos encargos associados a esta operação.

14.4 Materiais e serviços

O aumento de R\$29.411 deve-se, substancialmente, aos fornecedores relacionados aos investimentos da infraestrutura da concessão que a Companhia realizou no decorrer de 2021 para manutenção e ampliação da rede de distribuição (Nota 13.3.1).

15 Dividendos

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

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

Dividendos adicionais e JSCP

Foi aprovada em AGO, realizada em 30 de abril de 2021, a destinação do lucro líquido referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2020 no valor de R\$282.257 da seguinte forma: (i) R\$14.113 como constituição de Reserva Legal; (ii) R\$9.535 como Reserva de incentivos fiscais; (iii) R\$62.013 como JSCP, sendo R\$52.711 líquido de imposto de renda; e (iv) R\$11.941 como dividendos e (v) R\$184.655 como reservas de lucros devido a adesão às medidas emergenciais do BNDES para mitigação dos impactos da pandemia e proteção do fluxo de caixa referente ao exercício de 2020. Em 31 de março de 2021 foi efetuado o pagamento integral do JSCP. Os dividendos foram pagos ao acionista integralmente em 14 de setembro de 2021.

Dividendos intercalares

Em RCA - Reunião do Conselho de Administração, realizada em 10 de setembro de 2021, foi aprovada a antecipação do pagamento de dividendos intercalares, referente ao lucro líquido do período findo em 30 de junho de 2021, no montante de R\$88.059, pagos integralmente ao acionista em 14 de setembro de 2021.

Dividendos Exercícios anteriores

Em 23 de dezembro de 2021, em Assembléia Geral Extraordinária - AGE, foi aprovada a proposta do Conselho de Administração da Companhia de distribuição de parcela dos lucros retidos, retidos na conta de Reserva de Retenção de Lucros, no valor de R\$40.000, pagos integralmente ao acionista em 14 de setembro de 2021, uma vez que a mencionada parcela cumpriu o objetivo para o qual foi constituída, não mais se justificando a manutenção da retenção desse montante.

JSCP

Em 23 de dezembro de 2021, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o crédito de JSCP do exercício de 2021 no montante bruto de R\$65.297, sendo R\$55.502 líquido de Imposto de renda, imputáveis aos dividendos a serem distribuídos pela Companhia em data de pagamento a ser deliberada.

Segue abaixo a movimentação do saldo de dividendos no exercício:

	Dividendos				
	Exercícios			Pagamentos	31/12/2021
	31/12/2020	anteriores	Intercalares		
EDP - Energias do Brasil	64.652	40.000	88.059	55.502	55.502
	64.652	40.000	88.059	55.502	55.502

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



16 Debêntures 16.1 Composição do saldo de Debêntures

Agente Fiduciário	Tipo de emissão	Quantidade de títulos	Valor nominal unitário	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	31/12/2021				31/12/2020				
										Encargos		Principal		Total	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	19.000	10	190.000	5ª emissão em 07/04/2017	07/04/2017 a 07/04/2022	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro.	108,75% do CDI a.a.	Principal semestral a partir de abril/2020 e juros semestral	711	38.000		38.711	540	76.000	38.000	114.540	
(-) Custos de emissão				(1.301)		07/04/2017 a 07/04/2022			Amortização mensal		(17)		(17)		(133)	(17)	(150)	
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Instrução CVM nº 476/09	22.000	10	220.000	6ª emissão em 20/12/2017	20/12/2017 a 20/01/2021	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro.	107,50% do CDI a.a.	Principal anual a partir de janeiro/2020 e juros semestral.				-	1.027	110.000		111.027	
(-) Custos de emissão				(1.289)		20/12/2017 a 20/01/2021			Amortização mensal				-		(14)		(14)	
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 476/09	190.000	1	190.000	7ª emissão em 15/08/2018	15/08/2018 a 15/07/2025	Expansão, renovação e melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica	IPCA + 5,91%	Principal anual a partir de agosto/2023 e juros semestral	5.683		228.348	234.031	5.153		206.350	211.503	
(-) Custos de emissão				(2.941)		15/08/2018 a 15/07/2025			Amortização mensal			(1.299)	(1.299)			(1.793)	(1.793)	
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 476/09	300.000	1	300.000	8ª emissão em 30/03/2019	09/04/2019 a 30/03/2024	Refinanciar e alongar o prazo média da dívida e capital de giro	106,90% do CDI a.a.	Principal em parcela única no vencimento e juros semestral	5.910		300.000	305.910	1.516		300.000	301.516	
(-) Custos de emissão				(481)		09/04/2019 a 30/03/2024			Amortização mensal			(481)	(481)			(694)	(694)	
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 476/09	150.000	1	150.000	9ª emissão em 07/04/2020	09/04/2020 a 07/04/2021	Capital de Giro	CDI + 3,00% a.a.	Principal e juros com parcela única ao final do contrato				-	5.194	150.000		155.194	
(-) Custos de emissão				(1.411)		09/04/2020 a 07/04/2021			Amortização mensal				-		(354)		(354)	
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 476/09	500.000	1	500.000	10ª emissão em 12/02/2021	12/02/2021 a 15/07/2025	Expansão, renovação e melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica	IPCA + 3,26%	Principal em parcela única no vencimento e juros semestral	9.646		501.034	510.680				-	
(-) Custos de emissão				(9.559)		12/02/2021 a 15/07/2025			Amortização mensal			(6.702)	(6.702)				-	
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 476/09	400.000	1	400.000	11ª emissão em 04/08/2021	04/08/2021 a 15/07/2025	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro	CDI + 1,25% a.a.	Principal no final do contrato e juros semestral	12.779		400.000	412.779				-	
(-) Custos de emissão				(1.399)		04/08/2021 a 15/07/2025			Amortização mensal			(1.253)	(1.253)				-	
Total moeda nacional										34.729	37.983	1.419.647	1.492.359	13.430	335.499	541.846	890.775	
Derivativos																		
Itaú	Instrução CVM nº 476/09	500.000	1	500.000	10ª emissão em 12/02/2021	12/02/2021 a 15/07/2025	Plano de Investimento 2019, 2020 e 2021	Swap de IPCA + 3,26% a.a. para CDI + 1,15% a.a.	Principal em parcela única no vencimento e juros semestral	7.614		3.687	11.301				-	
Total derivativos										7.614	-	3.687	11.301		-	-	-	
Total geral										42.343	37.983	1.423.334	1.503.660	13.430	335.499	541.846	890.775	

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

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

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



16.2 Movimentação das debêntures

	Valor líquido em 31/12/2020	Ingressos	Pagamentos	Juros provisionados	Transferências	Ajuste a valor de mercado	Variação monetária	Amortização do custo de transação	Valor líquido em 31/12/2021
Circulante									
Principal	336.000		(336.000)		38.000				38.000
Juros	13.430		(39.875)	61.174					34.729
Custo de transação	(501)				(2.610)			3.094	(17)
Swap	-		(1.605)	7.614	1.605				7.614
	<u>348.929</u>	<u>-</u>	<u>(377.480)</u>	<u>68.788</u>	<u>36.995</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>3.094</u>	<u>80.326</u>
Não circulante									
Principal	544.350	900.000			(38.000)	(43.986)	67.018		1.429.382
Custo de transação	(2.504)	(9.841)			2.610				(9.735)
Swap	-			1.605	(1.605)	3.687			3.687
	<u>541.846</u>	<u>890.159</u>	<u>-</u>	<u>1.605</u>	<u>(36.995)</u>	<u>(40.299)</u>	<u>67.018</u>	<u>-</u>	<u>1.423.334</u>

16.3 Vencimento das parcelas

Circulante	
2022	80.326
Total	<u>80.326</u>
Não circulante	
2023	75.407
2024	375.581
2025	972.346
	<u>1.423.334</u>
Total	<u>1.503.660</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) Falência formulada pela Emissora;
- (ii) Decretação de falência da Emissora, pedido de recuperação judicial ou extrajudicial;
- (iii) Se a Emissora propuser plano de recuperação extrajudicial a qualquer credor ou classe de credores, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; ou se a Emissora ingressar em juízo com requerimento de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente;
- (iv) Perda da concessão para distribuição de energia elétrica;
- (v) Cisão, fusão, incorporação, incluindo incorporação de ações, ou qualquer forma de reorganização societária envolvendo a Emissora, exceto: a) com relação à fusão, incorporação, incorporação de ações, ou qualquer forma de reorganização societária envolvendo a Emissora, desde que não haja Alteração de Controle; ou b) se tiver sido obtida a anuência prévia dos Debenturistas representando, no mínimo, 2/3 das Debêntures em Circulação;
- (vi) Redução de capital social da Emissora, exceto se a operação tiver sido previamente aprovada pelos Debenturistas representando, no mínimo, 2/3 das Debêntures em Circulação;
- (vii) Distribuição de dividendos em montante superior ao dividendo mínimo obrigatório, aprovação de resgate ou amortização de ações ou realização de pagamentos a seus acionistas sob obrigações contratuais, sempre que a Emissora estiver em descumprimento com qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura de Emissão;
- (viii) 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;
- (ix) Pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e não devidamente solucionado por meio de depósito judicial e/ou elidido no prazo legal e/ou contestado pela Emissora de boa-fé no prazo legal, nas hipóteses para as quais a Lei não exija depósito elisivo; e
- (x) 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 5ª, 6ª, 7ª, 8ª e 9ª emissão:

- (i) Falta de pagamento, pela Emissora de qualquer obrigação pecuniária relativa às debêntures e/ou à Escritura de Emissão na respectiva data de pagamento prevista na escritura, não sanado no prazo de 2 dias úteis contados da data do respectivo vencimento;
- (ii) Declaração de vencimento antecipado de qualquer obrigação pecuniária da Emissora no mercado local ou internacional, nos termos de um ou mais instrumentos financeiros, em montante superior a R\$75.000 ou seu equivalente em outras moedas;
- (iii) Celebração de contratos de mútuo pela Emissora, na qualidade de mutuante, sem prévia e expressa anuência dos Debenturistas que representem, no mínimo, 2/3 das debêntures em circulação, com quaisquer sociedades nacionais ou estrangeiras, integrantes do seu grupo econômico, em valor individual ou agregado superior a R\$100.000, ou o seu equivalente em outras moedas;
- (iv) Protesto de títulos contra a Emissora, cujo valor individual ou global ultrapasse R\$75.000 ou o seu equivalente em outras moedas, salvo se no prazo de 10 dias contados do conhecimento pela Emissora de referido protesto a Emissora tiver tomado medidas cabíveis e comprovado ao Agente Fiduciário que: a) o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiro ou era ilegítimo; b) o protesto seja cancelado, ou, ainda; c) o protesto tenha a sua exigibilidade suspensa por medida judicial cabível; e
- (v) Descumprimento, pela Emissora, da manutenção do índice financeiro Dívida Líquida em relação ao EBITDA ajustado¹ na data de apuração, 31 de dezembro de cada ano, sendo não superior a 3,5.

• Específicas para a 10ª e 11ª emissão:

- (i) Descumprimento pela Emissora, da manutenção do índice financeiro de relação Dívida Líquida ajustada²/EBITDA ajustado, na data de apuração 31 de dezembro de cada ano, sendo não superior a 4,0;

• Específica para a 10ª emissão:

- (i) Celebrar contratos de mútuos pela Emissora, na qualidade de mutuante, sem a prévia e expressa anuência dos Debenturistas de, no mínimo, 2/3 das debêntures em circulação, com quaisquer sociedades, em valor individual ou agregado superior a R\$200.000.

• Específicas para a 11ª emissão:

- (i) Celebrar contratos de mútuos pela Emissora, na qualidade de mutuante, sem a prévia e expressa anuência dos Debenturistas de, no mínimo, 2/3 das debêntures em circulação, com quaisquer sociedades, em valor individual ou agregado superior a R\$100.000.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



(ii) Protesto de títulos contra a Emissora, cujo valor individual ou global ultrapasse R\$100.000 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; e

(iii) 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\$100.000 ou seu equivalente em outras moedas;

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".

² A Dívida Líquida ajustada não considera em seu cálculo as operações de mútuos com partes relacionadas.

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

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



17 Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

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

Moeda Nacional	Valor contratado	Data da contratação	Valor liberado	Vigência do contrato	Finalidade	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2021					31/12/2020				
										Encargos		Principal			Total	Encargos		Principal	
										Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Circulante		Circulante	Não circulante	Total	
BNDES - FINEM / Nº 14.2.1237.1	270.924	28/12/2014	249.593	28/12/2014 a 16/12/2024	Programa de investimentos de 2013 a 2015	Dívida Líquida em relação ao EBITDA Ajustado(ii) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	TJLP a TJLP + 3,05% a.a., IPCA + TR(iii) + 3,05% a.a., e Pré de 6,00% a.a.	Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal. Principal e juros anuais. (iv)	a. Depósitos caucionados; b. Fiança Corporativa da EDP Energias do Brasil	1.727		44.629	28.346	74.702	3.108	56.864	69.851	129.823	
(-) Custo de transação		28/12/2014	(1.390)	28/12/2014 a 16/12/2024				Amortização mensal do custo de transação				(67)	(8)	(75)		(169)	(74)	(243)	
Eletrobras LPT - ECFS 258/09	56.737	28/08/2009	20.687	30/01/2012 a 30/12/2021	Programa Luz para Todos		5% a.a. + 1,5% a.a (tx.adm.)	Principal e Juros mensais	a. Notas Promissórias; b. Garantia em recebíveis.					-		1.702		1.702	
BNDES - FINEM / Nº 17.2.0296.1	354.078	05/09/2017	174.093	05/09/2017 a 15/06/2025	Programa de investimentos no triênio de 2016 a 2018	Dívida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	TJLP + 2,96% a.a. IPCA + 3,23% a.a.	a)Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal; b)Principal e juros anuais.	a. Cessão fiduciária de no mínimo 130% do valor da prestação vincenda do mês subsequente; b. Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil.	4.049		46.909	107.374	158.332	4.575	64.089	120.738	189.402	
(-) Custo de transação		05/09/2017	(2.676)	05/09/2017 a 15/06/2025				Amortização mensal do custo de transação				(296)	(347)	(643)		(388)	(644)	(1.032)	
MFUG - Cédula de Câmbio	200.000	20/02/2020	200.000	20/02/2020 a 22/2/2021	Capital de Giro	Dívida líquida em relação ao EBITDA menor ou igual a 3,5, apurado trimestralmente em Março, Junho, Setembro e Dezembro.	CDI + 0,10% a.a.	Principal e juros com parcela única ao final do contrato	Nota Promissória					-	4.522	200.000		204.522	
Notas Promissórias (1ª Emissão)	150.000	08/04/2020	150.000	08/04/2020 a 03/04/2021	Capital de Giro	Dívida Líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	CDI + 2,50% a.a.	Principal e juros com parcela única ao final do contrato						-	5.231	150.000		155.231	
(-) Custo de transação		08/04/2020	(1.360)	20/02/2020 a 22/2/2021				Amortização mensal do custo de transação						-		(419)		(419)	
MFUG - Cédula de Câmbio	300.000	15/01/2021	300.000	15/01/2021 a 17/01/2023	Capital de Giro	Dívida Líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	CDI + 1,13% a.a.	Principal em parcela única no final e Juros em parcelas semestrais	Nota Promissória	10.155			300.000	310.155				-	
Notas Promissórias (2ª Emissão)	350.000	30/11/2021	350.000	30/11/2021 a 30/11/2023	Capital de Giro	Dívida Líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 4,0, apurado anualmente em Dezembro.	CDI + 1,20% a.a.	Principal e juros com parcela única ao final do contrato			3.057		350.000	353.057				-	
(-) Custo de transação		30/11/2021	(734)	30/11/2021 a 30/11/2023				Amortização mensal do custo de transação					(648)	(648)				-	
Total										15.931	3.057	91.175	784.717	894.880	17.436	471.679	189.871	678.986	

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

(ii) O EBITDA Ajustado significa "o resultado antes das despesas financeiras, impostos, depreciação e amortização, ajustado com os ativos e passivos da Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" - CVA, sobrecontratação e neutralidade dos encargos setoriais" e com outras rubricas não operacionais que tenham efeito no caixa.

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

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

Os empréstimos e financiamentos são demonstrados pelo valor líquido dos custos de transação incorridos e são subsequentemente mensurados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva.

O valor total referente as garantias dos empréstimos e financiamentos mencionados acima em 31 de dezembro de 2021 é de R\$533.034 (R\$520.927 em 31 de dezembro de 2020).

Em 31 de dezembro de 2021, a Companhia encontra-se em pleno atendimento de todas as cláusulas restritivas previstas nos contratos de empréstimos e financiamentos.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



17.2 Movimentação dos empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

	Valor líquido em 31/12/2020	Ingressos	Pagamentos	Juros provisionados	Transferências	Amortização do custo de transação	Variação monetária	Valor líquido em 31/12/2021
Circulante								
Principal	472.655		(475.453)		88.836		5.500	91.538
Juros	17.436		(40.836)	38.687			644	15.931
Custo de transação	(976)				(419)	1.032		(363)
	489.115	-	(516.289)	38.687	88.417	1.032	6.144	107.106
Não circulante								
Principal	190.589	675.000		184	(88.836)		8.783	785.720
Juros	-			3.057				3.057
Custo de transação	(718)	(704)			419			(1.003)
	189.871	674.296	-	3.241	(88.417)	-	8.783	787.774

17.3 Vencimento das parcelas

Vencimento	Nacional
Circulante	
2022	107.106
	107.106
Não circulante	
2023	704.906
2024	55.229
2025	27.639
	787.774
Total	894.880

18 Benefícios pós-emprego

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

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

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

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

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

		Circulante		Não circulante	
	Nota	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Auxílio Incentivo à Aposentadoria - AIA	18.2	167	492		
Assistência médica, seguro de vida e outros benefícios	18.2	38.599	36.460	543.325	610.855
Contribuição definida	18.1.2	53	130		
		38.819	37.082	543.325	610.855

18.1 Planos de suplementação de aposentadoria e pensão

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

18.1.1 Planos de Benefício definido e Contribuição variável

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

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

18.1.1.1 Avaliação atuarial

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

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

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

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)



A avaliação atuarial realizada na data-base 31 de dezembro de 2021 demonstrou que, nos Planos do tipo Benefício definido, o valor presente das obrigações atuariais, líquido do valor justo dos ativos, apresenta-se superavitário. O superávit possui restrição no seu reconhecimento decorrente de premissas estabelecidas no CPC 33 (R1).

Segue abaixo a movimentação do saldo no exercício para os Planos Escelsos I e II:

	Plano I		Plano II	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Valor presente das obrigações total ou parcialmente cobertos	(129.099)	(144.360)	(65.847)	(81.031)
Valor justo dos ativos	193.771	207.419	132.853	145.928
Superávit	64.672	63.059	67.006	64.897
Restrição no reconhecimento do Ativo	(64.672)	(63.059)	(67.006)	(64.897)
Saldo inicial - Outros créditos - Benefícios pós-emprego	-	-	-	-
Despesa Operacional reconhecida no exercício			101	
Despesa Financeira reconhecida no exercício			76	
Ganhos/(perdas) atuariais			(177)	
Saldo final - Outros créditos - Benefícios pós-emprego	-	-	-	-

18.1.1.2 Conciliação dos ativos e passivos atuariais

	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	Restrições de reconhecimento do ativo	Ativo reconhecido (Nota 12)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	(184.367)	308.191	(125.483)	-
Custo do serviço corrente	(101)			(101)
Custo dos juros	(14.992)	23.857	(8.941)	(76)
Ganhos/(perdas) atuariais	23.764	(27.073)	3.486	177
Saldo em 31 de dezembro de 2021	(175.696)	304.975	(130.938)	-

Devido a situação superavitária destes planos, não são esperadas compensações das contribuições da Companhia para os próximos 12 meses.

Para estes planos o saldo de perda atuarial, líquido de imposto de renda e contribuição social, em 31 de dezembro de 2021 é de R\$117 (perda atuarial de R\$1.208 em 31 de dezembro de 2020).

18.1.1.3 Vencimentos dos planos de benefício

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

Vencimento	Plano I	Plano II
Circulante		
2022	13.491	5.768
	13.491	5.768
Não circulante		
2023	13.510	5.884
2024	13.490	5.991
2025	13.430	6.089
2026	13.326	6.178
2027 a 2031	63.480	31.743
	117.236	55.885
Total	130.727	61.653

18.1.1.4 Despesas líquidas

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

	Nota	2021	2020
Custo do serviço			
Custo do serviço corrente		101	156
Custo dos juros	24	76	72
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos no resultado		177	228
Remensuração do valor líquido do passivo de benefício definido			
Retorno sobre ativos do plano (excluindo valores incluídos em despesa financeira líquida)		27.073	39.742
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de ajuste de experiência		6.148	(2.313)
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas financeiras		(29.912)	(1.665)
Ajustes a restrições ao ativo de benefício definido		(3.486)	(35.734)
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos em outros resultados abrangentes		(177)	30
Total		-	258

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)



18.1.1.5 Classes de ativos

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

Classe de ativo	Mercado ativo	2021	2020
Títulos de dívida	Cotado	85,71%	93,27%
Ações	Cotado	11,55%	4,38%
Imóveis	Cotado	0,29%	0,32%
Outros	Não cotado	2,45%	2,03%
Total		100,00%	100,00%

No exercício de 2021, os títulos de dívida incluíam debêntures emitidas pela patrocinadora que, avaliados pelo valor justo, representavam o montante de R\$452 (R\$479 em 2020).

Para o exercício de 2021, dentre os investimentos realizados em ações, encontram-se ações da controladora EDP - Energias do Brasil avaliadas no montante de R\$50 (R\$120 em 2020).

18.1.1.6 Participantes

Estes planos têm a seguinte composição de participantes:

	2021		2020	
	Plano I	Plano II	Plano I	Plano II
Participantes ativos		205		256
Participantes assistidos				
Com benefícios diferidos		14		15
Aposentados e pensionistas	638	160	645	160
Total	638	379	645	431

18.1.1.7 Análise de sensibilidade

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

Análise de sensibilidade	Obrigações dos planos	
	Plano I	Plano II
Pressupostos Centrais	130.475	66.841
Taxa de desconto		
Aumento em 0,5%	124.855	63.264
Redução em 0,5%	133.632	68.629
Mortalidade		
Se os membros do plano fossem um ano mais novo do que sua idade real	132.937	68.629

18.1.1.8 Premissas

As principais premissas utilizadas nas avaliações atuariais foram as seguintes:

Econômicas	31/12/2021		31/12/2020	
	Plano I	Plano II	Plano I	Plano II
Taxa de desconto - nominal	8,69% a.a.	8,69% a.a.	6,78% a.a.	7,19% a.a.
Crescimentos salariais futuros	n/a	4,05% a.a.	n/a	4,18% a.a.
Crescimento dos planos de benefícios	3,25% a.a.	3,25% a.a.	3,31% a.a.	3,31% a.a.
Inflação	3,25% a.a.	3,25% a.a.	3,31% a.a.	3,31% a.a.
Demográficas				
Tábua de mortalidade	AT-2000	AT-2000	AT-2000	AT-2000
Tábua de mortalidade de inválidos	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled
Tábua de entrada em invalidez	n/a	TASA 1927	n/a	TASA 1927

18.1.2 Plano de Contribuição definida

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

Na qualidade de patrocinadora, a Companhia contribuiu no exercício com R\$2.331 (R\$2.108 em 2020).

Em 31 de dezembro de 2021 esses planos têm a adesão de 678 colaboradores (675 em 31 de dezembro de 2020).

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

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

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

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



18.2.1 Avaliação atuarial

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

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

A avaliação atuarial realizada na data-base 31 de dezembro de 2021 demonstrou uma obrigação presente para estes Planos do tipo Benefício Definido.

Segue abaixo a movimentação do saldo no exercício:

	31/12/2020	Despesa Operacional reconhecida no exercício	Despesa Financeira reconhecida no exercício	Benefícios pagos diretamente pela Companhia	(Ganho)/ Perda Atuarial	31/12/2021
Assistência Médica e Odontológica	647.315	2.386	47.140	(41.053)	(73.864)	581.924
Auxílio Incentivo Aposentados (AIA)	492	2	13	(297)	(43)	167
Plano I e II	-	101	76		(177)	-
	<u>647.807</u>	<u>2.489</u>	<u>47.229</u>	<u>(41.350)</u>	<u>(74.084)</u>	<u>582.091</u>

18.2.2 Movimentação dos passivos atuariais

	Valor presente das obrigações do plano
Saldo em 31 de dezembro de 2020	(647.807)
Custo do serviço corrente	(2.388)
Custo dos juros	(47.153)
Ganhos/(perdas) atuariais reconhecidos no Patrimônio líquido	73.907
Contribuições pagas pela Companhia	41.350
Saldo em 31 de dezembro de 2021	<u>(582.091)</u>

O ganho atuarial de R\$73.907 no valor presente das obrigações, apurado na avaliação atuarial efetuada em 31 de dezembro de 2021, foi decorrente, principalmente, do aumento na taxa de desconto do fluxo de pagamento de benefícios previsto no estudo atuarial (Nota 18.2.7).

Para estes planos o saldo, acumulado desde o início da obrigação, de perda atuarial líquido de imposto de renda e contribuição social em 31 de dezembro de 2021 é de R\$281.003 (perda atuarial de R\$328.690 em 31 de dezembro de 2020).

O pagamento esperado de benefícios pela Companhia para os próximos 12 meses é de R\$38.648.

18.2.3 Vencimentos dos planos de benefício

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

Vencimento	Assistência Médica e Seguro de Vida	AIA
Circulante		
2022	38.317	331
	<u>38.317</u>	<u>331</u>
Não circulante		
2023	40.147	
2024	42.045	
2025	44.161	
2026	46.127	
2027 a 2031	259.909	
	<u>432.389</u>	<u>-</u>
Total	<u>470.706</u>	<u>331</u>

18.2.4 Despesas líquidas

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

	Nota	2021	2020
Custo do serviço			
Custo do serviço corrente		2.388	3.842
Custo dos juros	24	47.153	55.920
Benefícios / contribuições pagas pela empresa		<u>(41.350)</u>	<u>(38.126)</u>
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos no resultado		<u>8.191</u>	<u>21.636</u>
Remuneração do valor líquido do passado de benefício definido:			
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de ajuste de experiência		288	(94.504)
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas financeiras		<u>(74.195)</u>	<u>(33.491)</u>
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos em outros resultados abrangentes		<u>(73.907)</u>	<u>(127.995)</u>
Total		<u>(65.716)</u>	<u>(106.359)</u>

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



18.2.5 Participantes

Estes planos têm a seguinte composição de participantes:

	2021				2020			
	Auxílio Incentivo Aposentados (AIA)	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados	Auxílio Incentivo Aposentados (AIA)	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados
Participantes ativos	6	109	98	885	11	148	142	821
Aposentados e pensionistas		2.758	1.329	43		2.819	1.336	45
Total	6	2.867	1.427	928	11	2.967	1.478	866

18.2.6 Análise de sensibilidade

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

Análise de sensibilidade	Auxílio Incentivo a Aposentado-ria	Assistência Médica e Odontológica	Benefícios a Aposenta-dos	Seguro de Vida
Pressupostos Centrais	331	504.417	9.162	78.529
Taxa de desconto				
Aumento em 0,5%	331	472.552	8.186	74.437
Redução em 0,5%	331	522.765	10.052	82.332
Mortalidade				
Se os membros do plano fossem um ano mais novo do que sua idade real	331	517.934	9.248	78.819

18.2.7 Premissas

As principais premissas utilizadas nas avaliações atuariais foram as seguintes:

	2021				2020			
	AIA	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados	AIA	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados
Econômicas								
Taxa de desconto - nominal	7,57% a.a.	8,70% a.a.	8,70% a.a.	8,77% a.a.	3,49% a.a.	7,45% a.a.	7,45% a.a.	7,69% a.a.
Crescimentos salariais futuros	4,05% a.a.	n/a	n/a	n/a	4,18% a.a.	n/a	n/a	n/a
Crescimento dos planos de benefícios	3,25% a.a.	n/a	3,25% a.a.	3,25% a.a.	3,31% a.a.	n/a	3,31% a.a.	3,31% a.a.
Inflação médica de longo prazo	n/a	Custos Médicos: 9,45% a.a. em 2021, reduzindo linearmente para 5,32% a.a. até 2030; Custos de farmácia e odontológicos: 3,25% a.a.	n/a	n/a	n/a	Custos Médicos: 9,51% a.a. em 2021, reduzindo linearmente para 6,11% a.a. até 2029; Custos de farmácia e odontológicos: 3,5% a.a.	n/a	n/a
Inflação	3,25% a.a.	3,25% a.a.	3,25% a.a.	3,25% a.a.	3,31% a.a.	3,31% a.a.	3,31% a.a.	3,31% a.a.
Fator de envelhecimento	n/a	Custos médicos: 3,5% a.a. Custos de farmácia e odontológicos: n/a.	n/a	n/a	n/a	Custos médicos: 3,5% a.a. Custos de farmácia e odontológicos: n/a.	n/a	n/a
	2021				2020			
Demográficas	AIA	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados	AIA	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados
Tábua de mortalidade	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational	RP 2000 Generational
Tábua de mortalidade de inválidos	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled	RP 2000 Disabled
Tábua de entrada em invalidez	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1

19 Encargos Setoriais

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

	Nota	Saldo em 31/12/2020	Adições (Reversões)	Atualização Monetária	Pagamentos / Recebimentos	Transferên-cias	Saldo em 31/12/2021
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética (P&D e PEE)	19.1 e 22	26.575	44.758	1.211	(49.746)		22.798
Conta de desenvolvimento energético - CDE	19.2 e 22	-	363.390		(356.064)		7.326
Encargos tarifários (ECE/ EAEED)	6.3	28.553	9				28.562
Bandeiras tarifárias (CCRB)	7 e 22	-				21	21
Outros encargos		339	5.062		(4.876)	(21)	504
Total Circulante		55.467	413.219	1.211	(410.686)	-	59.211

19.1 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 Resolução Normativa 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.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

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 4.5.2).

O saldo líquido em 31 de dezembro de 2021 no montante de R\$22.798 (R\$26.575 em 31 de dezembro de 2020), contempla a dedução dos gastos efetuados com os serviços em curso referentes à esses programas.

19.2 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 montantes referem-se aos valores repassados à referida Conta, anuídos pela ANEEL. Em 2021, foi determinado pela ANEEL, via RNE nº 885/21 a destinação de parte dos recursos de CDE à Conta COVID. Os valores de transferência referem-se ao repasse à referida Conta, anuídos pela ANEEL (Notas 4.5.2 e 19.1).

20 Provisões

Nota	Circulante		Não circulante	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Provisões cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórias	20.1	6.930	6.478	194.854
Total		6.930	6.478	194.854

As provisões são reconhecidas no balanço em decorrência de um evento passado, quando é provável que um recurso econômico seja requerido para saldar a obrigação e que possa ser estimada de maneira confiável. As provisões são registradas com base nas melhores estimativas do risco envolvido.

20.1 Provisões cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórias

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

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

20.1.1 Risco de perda provável

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

	Passivo					Ativo		
	Baixas					Depósito Judicial		
	Saldo em 31/12/2020	Constituição	Pagamentos	Reversões	Atualizações Monetárias	Saldo em 31/12/2021	31/12/2021	31/12/2020
Trabalhistas	85.339	15.586	(12.742)	(8.649)	22.588	102.122	46.910	44.809
Cíveis	56.579	16.850	(13.806)	(10.403)	9.490	58.710	21.038	12.685
Fiscais	27.312	1.156		(50)	2.264	30.682		
Regulatórias	6.478		(3.952)		4.404	6.930		
Outros	3.191	643	(366)	(214)	86	3.340		
Total	178.899	34.235	(30.866)	(19.316)	38.832	201.784	67.948	57.494
Circulante	6.478					6.930		
Não circulante	172.421					194.854	67.948	57.494
	178.899					201.784	67.948	57.494

O valor total referente as garantias de provisões prováveis na Companhia é de R\$63.392 em 31 de dezembro de 2021 (R\$28.091 em 31 de dezembro de 2020).

20.1.1.1 Trabalhistas

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

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

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

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

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

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 IPCA-E e pela taxa SELIC, mais favoráveis aos trabalhadores. O entendimento firmado pela Corte abrange também os depósitos recursais realizados em conta judicial.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)

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 IPCA-E na fase prejudicial 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 a partir de 1º de janeiro de 2021 passou a aplicar os referidos índices de correção das seguintes formas: (i) processos em andamento com atualização da nova forma de cálculos em fase de liquidação do processo; e (ii) processos novos com 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.

20.1.1.2 Cíveis

Referem-se a diversas ações questionando cobrança excessiva, danos materiais, entre outros. Dentre as ações destaca-se, principalmente, o montante em 31 de dezembro de 2021 de R\$6.339 (R\$5.078 em 31 de dezembro de 2020) relativo aos pedidos de restituição dos valores pagos a título de majoração tarifária, efetuados pelos consumidores industriais em decorrência da aplicação das Portarias DNAEE nº 38/86 e nº 45/86 - Plano Cruzado, que vigoraram de fevereiro a novembro daquele ano. Os valores originais estão atualizados de acordo com a sistemática praticada no âmbito do Poder Judiciário.

20.1.1.3 Regulatórias

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

20.1.1.4 Fiscais

Refere-se a ação judicial movida pela Receita Federal, objetivando a cobrança de PIS e COFINS dos períodos de 2002 e 2005, em razão do não processamento das retificações das declarações decorrentes da recomposição tarifária extraordinária, conforme orientações do parecer COSIT nº 26/02. Em razão do indeferimento da perícia nos autos, foi proferida decisão desfavorável no Tribunal Superior, ocasionando o provisionamento da contingência no valor de R\$27.560, já atualizados, em 31 de dezembro de 2021 (R\$27.295 em 31 de dezembro de 2020). A Companhia apresentou recurso e aguarda julgamento.

• Processo judicial entre a Companhia e a Receita Federal, o qual discute, dentre demais assuntos, a multa aplicada pela entrega em atraso da DCTF relativo ao primeiro trimestre de 2003. O valor em 31 de dezembro de 2021 é de R\$2.905. Atualmente, o processo aguarda o julgamento dos recursos nos Tribunais Superiores.

20.1.2 Risco de perda possível

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

	Nota	Passivo		Ativo	
		31/12/2021	31/12/2020	Depósito Judicial	
				31/12/2021	31/12/2020
Trabalhistas	20.1.2.1	72.535	77.061	5.817	5.924
Cíveis	20.1.2.2	269.572	236.145	2.871	5.259
Fiscais	20.1.2.3	593.895	583.170	88.073	85.207
Regulatórias	20.1.2.4	12.298	12.298		
Total		948.300	908.674	96.761	96.390

O valor total referente as garantias de provisões possíveis na Companhia é de R\$103.642 em 31 de dezembro de 2021 (R\$160.810 em 31 de dezembro de 2020).

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

20.1.2.1 Trabalhistas

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

20.1.2.2 Cíveis

• Ação civil pública nº 26725-92.2009.4.01.3800, em trâmite na 3ª Vara Federal Cível de Belo Horizonte, movida pela Associação de Defesa de Interesses Coletivo - ADIC, que pleiteia indenização por danos materiais em razão de reajuste tarifário (Parcela "A"). Nesta demanda, foi proferida decisão que determinou a exclusão das concessionárias do polo passivo da ação, sendo mantida tão somente a ANEEL. O processo encontrava-se suspenso até que, em 27 de novembro de 2013, o STJ considerou o Juízo da 3ª Vara Federal Cível de Belo Horizonte como competente para julgar todas as demandas coletivas que discutem a questão da Parcela "A". Em 05 de abril de 2017, foi proferida sentença extinguindo o feito também em relação a ANEEL. Após julgamento que extinguiu o processo sem resolução do mérito, atualmente aguarda-se decisão do recurso da parte autora. A ação tramita apenas em face da ANEEL. O valor estimado em 31 de dezembro de 2021 é de R\$106.941 (R\$87.348 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 dezembro de 2021 é de R\$19.960 (R\$16.303 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. A SAESA interpôs recurso que aguarda decisão. O valor estimado em 31 de dezembro de 2021 é de R\$3.713 (R\$3.083 em 31 de dezembro de 2020).

• Ação de Repetição de Indébito nº 0031324-59.2008.8.08.0024 proposta pela Companhia Vale do Rio Doce - CVRD em que se pleiteia a condenação da Companhia e da Empresa de Luz e Força Santa Maria S/A à devolução do valor correspondente a majoração tarifária instituída pelas Portarias nº 38/86 e nº 45/86 do DNAEE, durante o período do congelamento, qual seja, de fevereiro a novembro de 1986, bem como dos supostos reflexos de tal aumento nas tarifas posteriores. Após a realização de perícia, em 12 de junho de 2014 foi proferida sentença julgando a ação extinta em relação à Empresa Luz e Força Santa Maria S/A e procedente em relação à Companhia, condenando esta última a restituir os valores pagos pela CVRD no período de congelamento de preços. Em face da referida decisão, foram interpostos recursos de Apelação pelas partes ao Tribunal de Justiça do Espírito Santo. Os recursos da Companhia e da Empresa Luz e Força Santa Maria S.A. foram providos, e o recurso da Companhia Vale do Rio Doce foi rejeitado. A Companhia Vale do Rio Doce então interpôs Recurso Especial ao Superior Tribunal de Justiça, com posterior interposição de Agravo, o qual aguarda admissão e julgamento. O valor estimado em 31 de dezembro de 2021 é de R\$23.416 (R\$18.748 em 31 de dezembro de 2020).

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



• Ação de indenização nº 0000526-91.2003.8.08.0024, ora em fase de cumprimento de sentença, em trâmite perante a 6ª Vara Cível da Comarca de Vitória/ES, na qual pretendeu a Transalva a condenação da Companhia ao pagamento (i) dos valores constantes nos contratos para cada viagem contratada e não fornecida pela concessionária e, (ii) lucros cessantes, devidos em razão da rescisão unilateral imotivada do contrato, em quantia a ser arbitrada pelo Juízo. Iniciado o procedimento de liquidação de sentença pela Transalva em 10 de fevereiro de 2014, o qual se encontra em fase pericial. O valor estimado em 31 de dezembro de 2021 é de R\$21.367 (R\$17.107 em 31 de dezembro de 2020).

20.1.2.3 Fiscais

• Discussão administrativa relativa ao auto de infração lavrado pela Receita Federal, objetivando a cobrança de PIS, COFINS, IRPJ e CSLL dos períodos de 2014 e 2015, incidentes sobre as perdas não técnicas de energia elétrica. O montante do processo atualizado até 31 de dezembro de 2021 é de R\$184.042 (R\$178.709 em 31 de dezembro de 2020). A Companhia apresentou defesa e aguarda julgamento.

• A fiscalização do INSS lavrou notificações de cobrança da contribuição previdenciária versando sobre: (i) a desconconsideração de autônomos e também de outras pessoas jurídicas, argumentando a existência de vínculo empregatício entre esses prestadores de serviços e a Companhia; e (ii) a sua incidência sobre pagamentos realizados aos segurados empregados a título de PLR e bolsa de estudos. Essas notificações atualizadas até 31 de dezembro de 2021 importam em R\$8.685 (R\$8.596 em 31 de dezembro de 2020) e atualmente aguardam decisão administrativa.

• Diversas Prefeituras: A Companhia discute administrativa e judicialmente a cobrança de ISSQN supostamente incidente sobre os serviços relacionados à atividade de fornecimento de energia elétrica. Inclui também a exigência do pagamento sobre o espaço ocupado pelo sistema de posteamento das redes de energia elétrica e iluminação pública. Esses processos atualizados até 31 de dezembro de 2021 totalizam o montante de R\$116.642 (R\$112.099 em 31 de dezembro de 2020). Deste montante, destaca-se o valor de R\$94.843 (R\$93.181 em 31 de dezembro de 2020) decorrente da lavratura de 122 autos de infração pelo município de Vitória objetivando a cobrança do ISSQN do período de março de 2011 a fevereiro de 2016. A Companhia apresentou as defesas administrativas e judiciais, as quais aguardam julgamento.

• Discussões administrativas e judiciais relativas às compensações não homologadas pela Receita Federal, com respaldo em créditos reconhecidos judicialmente, bem como de saldo negativo de IRPJ e CSLL, e decorrentes de pagamento a maior de IRPJ, CSLL, PIS e COFINS efetuados em 2001 em consequência da aplicação do Parecer COSIT 26/02 (impostos sobre RTE), que somam em 31 de dezembro de 2021 o valor de R\$111.235 (R\$112.800 em 31 de dezembro de 2020). A Companhia apresentou as defesas, tendo obtido êxito em alguns dos processos, que resultou na redução da contingência. Os demais casos aguardam julgamento.

• Ação Judicial objetivando assegurar o direito da inclusão de débitos de PIS, COFINS, IRPJ e CSLL dos períodos de 2015 e 2016, no Programa Especial de Regularização Tributária (PERT) instituído pela Receita Federal do Brasil, os quais estão sendo regularmente pagos, contudo, não constavam no sistema no momento da consolidação realizada em dezembro de 2018, envolvendo o montante de R\$143.550 em 31 de dezembro de 2021 (R\$140.271 em 31 de dezembro de 2020). A Companhia aguarda o julgamento.

• Auto de infração lavrado pela Receita Federal, objetivando a cobrança de PIS e COFINS em razão dos créditos utilizados como insumos no período de 2017 e 2018. O montante atualizado é de R\$4.171. A Companhia apresentou defesa e aguarda o julgamento.

Adicionalmente, o saldo apresentado em Depósito Judicial em 31 de dezembro de 2021 deve-se, principalmente, ao processo nº 2009.50.01.010131-6, no valor de R\$57.291 (R\$55.334 em 31 de dezembro de 2020), referente a execução Fiscal que visa a cobrança de débitos de COFINS referente aos meses de março a outubro de 2001, que foram compensados com crédito advindo do recolhimento indevido de FINSOCIAL. Após decisão nos autos de Agravo de Instrumento da Fazenda Nacional, foi determinada a liquidação da Carta de Fiança Bancária apresentada nos autos da Execução, resultando no depósito judicial.

20.1.2.4 Regulatórias

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

20.1.3 Risco de perda remota

Adicionalmente, existem processos de naturezas trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento, cuja perda foi estimada como remota. Para estas ações o saldo de depósitos judiciais em 31 de dezembro de 2021 é de R\$13.207 (R\$20.921 em 31 de dezembro de 2020).

21 Patrimônio líquido

21.1 Capital social

O capital social em 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020 é de R\$650.572 e está representado por 5.876.012 ações ordinárias, sem valor nominal, integralmente detidas pela EDP - Energias do Brasil.

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

A Companhia não possui capital autorizado, conforme Estatuto Social.

21.2 Destinação do lucro

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

(i) 5% serão aplicados na constituição da Reserva Legal que não excederá 20% do Capital social;

(ii) constituição de reserva de incentivos fiscais, pelo montante determinado na apuração dos tributos relacionados;

(iii) 25% serão destinados ao pagamento de dividendos; e

(iv) o saldo remanescente, após atendidas as disposições anteriores, terá a destinação determinada pela Assembleia Geral.

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

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



	Nota	31/12/2021	31/12/2020
Lucro a ser destinado			
Lucro líquido apurado no exercício		444.408	282.257
Lucro líquido ajustado		444.408	282.257
Constituição da reserva legal - 5%	21.3	(22.220)	(14.113)
		<u>422.188</u>	<u>268.144</u>
Destinação do lucro			
Reserva de incentivo fiscal - SUDENE	21.3.3	11.918	9.535
Dividendos intermediários - JSCP	15	65.297	62.013
Dividendos complementares	15	88.059	11.941
Lucro do exercício a deliberar	21.3	256.914	184.655
		<u>422.188</u>	<u>268.144</u>
Dividendos por ação - R\$ - JSCP		11,11249	10,55361
Dividendos por ação - R\$ - Dividendos complementares		14,98622	2,03216

21.3 Reservas

	Nota	31/12/2021	31/12/2020
Reservas de capital			
Ágio na incorporação de sociedade controladora	13.2.1.2	20.615	20.615
		<u>20.615</u>	<u>20.615</u>
Reservas de lucros			
Legal	21.2	88.062	65.842
Retenção de lucros	21.3.1	589.185	444.530
Lucro do exercício a deliberar	21.3.2	256.914	184.655
Incentivos fiscais	21.3.3	58.563	46.645
		<u>992.724</u>	<u>741.672</u>

21.3.1 Retenção de lucros

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

A variação no exercício no montante de R\$144.655 é decorrente de dois fatores: (i) destinação deliberadas na AGO realizada em 30 de abril de 2021, onde o lucro distribuível do exercício no valor de R\$184.655 foi mantido em Retenção de Lucros devido a adesão às medidas emergenciais do BNDES para mitigação dos impactos da pandemia e proteção do fluxo de caixa referente ao exercício de 2020; e (ii) a distribuição de parte da parcela dessa Retenção de Lucros, no valor de R\$40.000 aprovada em AGE realizada em 23 de dezembro de 2021 (Nota 15).

21.3.2 Lucro do exercício a deliberar

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

A variação de R\$72.259 refere-se ao Lucro a deliberar do exercício de 2021, e será deliberado na próxima AGO prevista para abril de 2022.

21.3.3 Incentivos fiscais

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

A variação no exercício no montante de R\$11.918 é decorrente da constituição da reserva do exercício de 2021 (Nota 21.2).

21.4 Outros resultados abrangentes

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

A movimentação de Outros resultados abrangentes no exercício é a seguinte:

	Saldo em 31/12/2020	Ganhos	Perdas	Provisão IRPJ/CSLL	Saldo em 31/12/2021
Ganhos e perdas atuariais - Benefícios pós-emprego	(499.846)	107.362	(33.278)		(425.762)
Imposto de renda e Contribuição social diferidos	169.948			(25.189)	144.759
	<u>(329.898)</u>	<u>107.362</u>	<u>(33.278)</u>	<u>(25.189)</u>	<u>(281.003)</u>

22 Receitas

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

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

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

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

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

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

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



- **Não faturado:** Refere-se a energia fornecida e/ou ao uso do sistema de distribuição que ainda não foram faturados correspondentes ao período decorrido entre a data da última leitura e o encerramento das demonstrações financeiras. É estimada e reconhecida como receita não faturada considerando-se como base a carga real de energia distribuída no mês, o índice de perda anualizado e a tarifa vigente.
- **Resultados de ativos financeiros setoriais:** É reconhecido mensalmente pela diferença entre os custos pertencentes à Parcela "A" efetivamente incorridos no resultado, daqueles reconhecidos na receita de operações com energia elétrica previstos na tarifa vigente pela ANEEL.
- **Suprimento - Faturado:** Refere-se a energia elétrica fornecida para outra concessionária, segundo condições contratuais. O montante da contraprestação é determinado pela quantidade de energia entregue multiplicada pela tarifa estabelecida no contrato.
- **Energia de curto prazo:** A receita é reconhecida pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que o excedente de energia é comercializado no âmbito da CCEE. A contraprestação corresponde a multiplicação da quantidade de energia vendida pelo Preço de Liquidação das Diferenças - PLD.
- **Receita de construção:** O reconhecimento da receita de construção está diretamente associado às adições aos Ativos da concessão, não sendo incorporada margem nesta atividade de construção assim classificada conforme a aplicação da ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão. A formação da receita de construção resulta da alocação das horas trabalhadas pelas equipes técnicas, dos materiais utilizados, da medição da prestação de serviços terceirizados e outros custos diretamente alocados por meio do método de insumo, de acordo com o CPC 47. O registro contábil dessa receita é efetuado em contrapartida à Custo com construção da infraestrutura em igual montante (Nota 23).
- **Subvenções vinculadas ao serviço concedido:** É reconhecida quando da efetiva aplicação de descontos nas tarifas de unidades consumidoras beneficiadas por subsídios governamentais (Nota 12.2) pela diferença entre a tarifa de referência da respectiva classe de consumo daquela efetivamente aplicada a consumidores beneficiários desses subsídios.
- **Arrendamentos e aluguéis:** A receita de arrendamento é medida pelo valor justo da contraprestação a receber e são reconhecidas em bases mensais conforme os contratos de arrendamento.

	Nota	Nº de consumidores		MWh		R\$	
		2021	2020	2021	2020	2021	2020
Fornecimento - Faturado	22.1						
Residencial		1.306.384	1.270.519	2.575.116	2.503.143	999.055	887.428
Industrial		10.022	10.284	472.748	474.479	218.232	211.401
Comercial		131.365	129.182	1.191.131	1.147.750	490.462	458.333
Rural		194.087	195.846	947.363	868.839	279.540	211.976
Poder público		11.645	11.495	230.011	214.106	100.753	87.340
Iluminação pública		501	611	391.208	398.293	96.095	83.615
Serviço público		1.776	1.676	198.426	197.168	80.942	70.874
Consumo próprio		230	222	6.161	6.888		
		1.656.010	1.619.835	6.012.164	5.810.666	2.265.079	2.010.967
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - Faturado	22.1						
Consumidores cativos							
Residencial						1.142.149	907.653
Industrial						168.420	148.371
Comercial						534.917	419.770
Rural						298.998	208.929
Poder público						90.289	72.207
Iluminação pública						98.931	83.402
Serviço público						61.323	49.051
Consumidores livres	22.2	614	498	4.195.326	3.712.374	716.422	556.972
		614	498	4.195.326	3.712.374	3.111.449	2.446.355
Não faturado							
Fornecimento	6.2					69.352	25.532
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição						38.102	20.272
						107.454	45.804
Resultados de ativos financeiros setoriais	7						
CVA						307.870	51.370
Itens financeiros - RTE						(30.916)	(26.618)
Itens financeiros - Outros						(37.700)	160.729
PIS/COFINS						131.337	85.091
						370.591	270.572
Suprimento - Faturado	6.4			249.504	114.653	111.581	28.827
Energia de curto prazo	22.3			949.857	1.085.455	265.968	196.289
Receita de construção	23					579.470	384.575
Valor justo do ativo financeiro indenizável	13.1					200.236	79.904
Serviços cobráveis						10.958	8.064
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	22.4					425.135	304.834
Arrendamentos e aluguéis						31.530	27.269
Outras receitas operacionais						(1.673)	1.628
Receita operacional bruta		1.656.624	1.620.333	11.406.851	10.723.148	7.477.778	5.805.088
(-) Deduções à receita operacional							
Tributos sobre a receita							
ICMS						(1.271.281)	(1.045.722)
PIS/COFINS						(526.829)	(395.231)
ISS						(403)	(416)
		-	-	-	-	(1.798.513)	(1.441.369)
Encargos do consumidor							
P&D e PEE	19.1					(44.758)	(33.296)
CDE	19.2					(363.390)	(502.671)
PROINFA - Consumidores Livres						(20.171)	(14.482)
Bandeiras tarifárias (CCRB)	22.4						(4.349)
Outros encargos						(5.062)	(4.189)
		-	-	-	-	(433.381)	(558.987)
		-	-	-	-	(2.231.894)	(2.000.356)
Receita		1.656.624	1.620.333	11.406.851	10.723.148	5.245.884	3.804.732

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



22.1 Fornecimento - Faturado

A variação em fornecimento faturado, quando comparados os dois exercícios, deve-se principalmente: (i) crescimento de consumo devido a recuperação das atividades econômicas, refletindo o aumento no fornecimento, cujos principais impactos e restrições ocorreram em 2020 decorrente do cenário da COVID-19 (Nota 4.5), compensando a redução de consumo impulsionado pelas faixas de acionamento e os adicionais das bandeiras tarifárias decorrente da crise hídrica (Nota 4.4); e (ii) aumento de valor devido ao reajuste tarifário em 03 de agosto de 2021 (Nota 4.2).

22.2 Consumidores livres

A Companhia apresentou aumento de 26% no número de clientes livres em função das migrações de diversos clientes cativos para o mercado livre da Companhia.

22.3 Energia de curto prazo

O saldo refere-se às transações de energia e de encargos comercializados no âmbito da CCEE, por sazonalização operacionalizada na Companhia, os quais foram impactados pelo aumento da carga contratada do Mecanismo de Compensação de Sobras e Débitos – MCSD, adicionado ao efeito decorrente do cenário de hídrico, ocasionando um aumento dos encargos associados a esta operação (Nota 4.4).

22.4 Bandeiras tarifárias e Subvenções vinculadas ao serviço concedido

O Sistema de Bandeiras Tarifárias é o mecanismo que 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. Em razão do cenário de escassez hídrica atual foi criada a bandeira tarifária de escassez hídrica, regulamentada pela Resolução nº 3/2021 da CREG (Nota 4.4).

A definição das faixas de acionamento observa limiares de risco hidrológico definidos segundo o histórico operativo do Sistema Interligado Nacional - SIN. A métrica de acionamento considera a definição de custo do risco hidrológico, onde há relação indireta entre a profundidade do déficit de geração hidráulica (GSF) e o preço da energia elétrica de curto prazo (PLD). A composição dessas duas variáveis, em sistemática de gatilho, faz com que a arrecadação prevista com as bandeiras tarifárias se aproxime mais dos custos incorridos. Este acionamento das Bandeiras Tarifárias é definido mensalmente pela ANEEL, por meio de Despacho da Superintendência de Gestão Tarifária – SGT.

O saldo relativo às bandeiras tarifárias refere-se aos valores a repassar à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, gerida pela CCEE, provenientes da diferença entre os valores faturados líquidos de ICMS e os valores estimados não faturados, a título de bandeiras tarifárias, deduzidos de parte dos sobrecustos de energia e encargos. Esses recursos são alocados para a cobertura de custos não previstos nas tarifas das diversas distribuidoras do país. O valor homologado mensalmente pela ANEEL a repassar ou a ressarcir é a diferença entre o montante cobrado dos clientes e os sobrecustos referentes a: (i) Segurança Energética do Encargo de Serviço do Sistema - ESS; (ii) despacho térmico; (iii) risco hidrológico; (iv) cotas de Itaipu; (v) exposição ao mercado de curto prazo; e (vi) excedente da Conta de Energia de Reserva - CONER. Os eventuais custos não cobertos pela receita são considerados no processo tarifário subsequente.

As faixas de acionamento e os adicionais das bandeiras tarifárias vigentes para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021 são:

(i) Bandeira Verde: condições favoráveis de geração de energia. Tarifa não sofre nenhum acréscimo;

(ii) Bandeira Amarela: R\$1,874 a cada 100 kWh;

(iii) Bandeira Vermelha no patamar 1: R\$3,971 a cada 100 kWh;

(iv) Bandeira Vermelha no patamar 2: R\$9,492 a cada 100 kWh; e

(v) Bandeira Escassez Hídrica: R\$14,20 a cada 100 kWh.

As bandeiras tarifárias aplicadas em 2021 foram:

2021	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Bandeira Tarifária	Amarela	Amarela	Amarela	Amarela	Vermelha Patamar 1	Vermelha Patamar 2	Vermelha Patamar 2	Vermelha Patamar 2	Bandeira Escassez Hídrica (*)	Bandeira Escassez Hídrica (*)	Bandeira Escassez Hídrica (*)	Bandeira Escassez Hídrica (*)
PLD gatilho (**)	213,42	136,72	127,36	92,88	203,88	251,84	583,88	583,88	583,88	545,59	95,12	49,77

(*) Exceto para os clientes inscritos na Tarifa Social de Energia – TSEE, que permanecem na Bandeira Vermelha – patamar 2.

(**) PLD gatilho: Valor em reais / MWh utilizado como base de PLD médio mensal para o acionamento do patamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE.

23 Gastos operacionais

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

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

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

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



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

		2021					
		Custo do serviço			Despesas operacionais		
		Com energia elétrica	De operação	Prestado a terceiros	PECLD	Gerais e administrativas	Outras
		Nota					Total
Não gerenciáveis							
Energia elétrica comprada para revenda	23.1	2.789.859					2.789.859
Encargos de uso da rede elétrica	23.2	492.397					492.397
Outras		796					796
		3.283.052	-	-	-	-	3.283.052
Gerenciáveis							
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada			115.509	45		37.560	153.114
Material			16.089	58		3.248	19.395
Serviços de terceiros			136.269	115		66.986	203.370
Depreciação - Imobilizado em serviço			1.401			24	1.425
Depreciação - Ativos de direito de uso						3.918	3.918
Amortização			131.059			2.513	133.572
PECLD / perdas líquidas					60.891		60.891
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas							15.078
Arrendamentos e aluguéis			1.012				1.012
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens							37.552
Custo com construção da infraestrutura	22			579.470			579.470
Outras	23.5		14.840			7.133	21.973
		-	416.179	579.688	60.891	121.382	1.230.770
Total		3.283.052	416.179	579.688	60.891	121.382	4.513.822

		2020					
		Custo do serviço			Despesas operacionais		
		Com energia elétrica	De operação	Prestado a terceiros	PECLD	Gerais e administrativas	Outras
		Nota					Total
Não gerenciáveis							
Energia elétrica comprada para revenda	23.1	1.899.962					1.899.962
Encargos de uso da rede elétrica	23.2	443.677					443.677
Outras		816					816
		2.344.455	-	-	-	-	2.344.455
Gerenciáveis							
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada			118.490	29		52.480	170.999
Material			14.899	258		2.207	17.364
Serviços de terceiros			123.486	130		55.024	178.640
Depreciação - Imobilizado em serviço			1.454				1.454
Depreciação - Ativos de direito de uso						7.262	7.262
Amortização			116.304			1.867	118.171
PECLD / perdas líquidas					59.968		59.968
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas							31.378
Arrendamentos e aluguéis			942				942
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens							47.711
Custo com construção da infraestrutura	22			384.575			384.575
Outras	23.5		14.615			6.228	20.843
		-	390.190	384.992	59.968	125.068	1.039.307
Total		2.344.455	390.190	384.992	59.968	125.068	3.383.762

23.1 Energia elétrica comprada para revenda

	Nota	2021	2020
Contratos de compra de energia por disponibilidade	23.1.1	856.361	586.822
Contratos de compra de energia por quantidade		537.696	511.980
PROINFA		54.670	44.751
Contratos de compra de energia por cotas	23.1.1	648.003	352.865
Energia de curto prazo	23.1.2	141.087	57.061
Energia de Itaipu Binacional		479.323	480.731
Encargo de Energia de Reserva - EER		19.386	34.428
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	23.1.3	304.585	3.902
Outros		746	251
(-) Créditos de PIS/COFINS		(251.998)	(172.829)
		2.789.859	1.899.962

23.1.1 Contratos de compra de energia por disponibilidade e por cotas

O aumento dos valores de compra de energia por disponibilidade deve-se a conjuntura de sazonalidade no cenário energético com a crise hídrica (Nota 4.4), influenciado também pelo início do período chamado "seco", onde ocorreram acionamento das térmicas em valor expressivo.

23.1.2 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 entre os PLDs dos submercados envolvidos, sendo no exercício de 2021 PLD médio de R\$279,61/MWh (Submercado SE/CO), quando exercício de 2020, para o mesmo submercado, alcançou a média de R\$177,7/MWh (Nota 4.5.4.2).

23.1.3 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.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

23.2 Encargos de uso da rede elétrica

O aumento deve-se principalmente à Tarifa do uso do sistema de transmissão - TUST, no qual é realizada uma revisão tarifária em todos os agentes de transmissão.

23.3 Pessoal e Administradores

	2021	2020
Pessoal		
Remuneração	71.478	77.705
Encargos	25.740	26.303
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	13.964	14.366
Outros benefícios - Corrente	27.354	27.463
Outros	9.241	20.714
	<u>147.777</u>	<u>166.551</u>
Administradores		
Honorários e encargos	4.303	4.276
Benefícios dos administradores	1.034	172
	<u>5.337</u>	<u>4.448</u>
	<u>153.114</u>	<u>170.999</u>

23.4 Serviços de terceiros

	2021	2020
Serviços de consultoria	14.972	12.403
Serviços comerciais	67.171	60.005
Serviços de manutenção	58.753	48.869
Serviços técnicos	5.931	3.967
Serviços de limpeza e vigilância	8.468	5.599
Serviços de informática	27.146	25.797
Serviços de telecomunicações	3.011	3.211
Serviços de transporte	2.828	2.468
Serviços Compartilhados	9.985	9.507
(-) Crédito de PIS/COFINS	(8.957)	(7.119)
Outros	14.062	13.933
	<u>203.370</u>	<u>178.640</u>

23.5 Outras

Em atendimento às melhores práticas de mercado, conforme o Índice de Sustentabilidade Empresarial – ISE da BM&FBovespa, apresentamos o investimento social da Companhia que é dividido em: educação, cultura, saúde e saneamento e esporte. Do valor total da rubrica de Outras de R\$21.973 (R\$20.843 em 2020), R\$1.429 (R\$1.682 em 2020) refere-se principalmente às doações relacionadas à COVID-19 (Nota 4.5). Adicionalmente, a Companhia também efetuou doações incentivadas utilizadas como benefício fiscal no montante de R\$3.274 (R\$2.800 em 2020), apresentadas líquidas dos montantes a recolher de Imposto de Renda e Contribuição social.

24 Resultado financeiro

	Nota	2021	2020
Receitas financeiras			
Juros e variações monetárias			
Renda de aplicações financeiras e cauções	5	10.702	8.510
Energia vendida		94.305	74.380
Depósitos judiciais	11	6.137	4.988
Juros e multa sobre tributos	8	16.022	16.367
Energia Livre	14.2		39.118
Ajustes a valor presente	6.6	604	2.230
(-) Tributos sobre Receitas financeiras		(6.375)	(5.444)
Outras receitas financeiras		<u>4.888</u>	<u>1.229</u>
		<u>126.283</u>	<u>141.378</u>
Despesas financeiras			
Encargos de dívida			
Empréstimos e financiamentos	17.2	(57.887)	(41.530)
Debêntures	16.2	(87.300)	(47.444)
Operações de swap e hedge	16.2	(12.906)	
(-) Juros capitalizados	13.3	8.768	3.093
Juros e variações monetárias			
Energia comprada		(1.410)	
Juros e multa sobre tributos	8	(6.246)	(3.191)
Ativos/ passivos financeiros setoriais	7	(4.439)	(4.825)
Provisões civis, fiscais e trabalhistas	20.1.1	(38.832)	(34.137)
Benefícios pós-emprego	18.1.1 e 18.2	(47.229)	(55.992)
Arrendamentos e aluguéis	12.7	(3.985)	(1.302)
Energia Livre	14.2	(3.968)	
Outros juros e variações monetárias		(236)	(565)
Outras despesas financeiras		<u>(9.437)</u>	<u>(6.291)</u>
		<u>(265.107)</u>	<u>(192.184)</u>
Total		<u>(138.824)</u>	<u>(50.806)</u>

25 Imposto de renda e Contribuição social

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

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

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



	Nota	2021	2020
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro		593.238	370.164
Alíquota		34%	34%
IRPJ e CSLL		(201.701)	(125.856)
Ajustes para refletir a alíquota efetiva			
IRPJ e CSLL sobre adições e exclusões permanentes			
Doações		(486)	(572)
Perdas indedutíveis		(2.165)	
Juros sobre o capital próprio		22.201	21.084
Outras		35	(528)
Outros			
IRPJ e CSLL diferidos não reconhecidos			49
Ajustes decorrentes de exercícios sociais anteriores	4.3 e 25.2	21.527	9.054
Incentivos fiscais			
SUDENE	25.1	9.493	6.681
Outros		2.266	2.181
Despesa de IRPJ e CSLL		(148.830)	(87.907)
Alíquota efetiva		25,09%	23,75%

25.1 SUDENE

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

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

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

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

25.2 Ajustes decorrentes de exercícios sociais anteriores

Do montante de R\$21.527 no exercício de 2021, R\$4.606 refere-se ao benefício fiscal proveniente de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D do exercício de 2020, R\$7.436 aos recálculos do incentivo do Lucro da Exploração SUDENE relativos aos exercícios de 2016 à 2020 e R\$9.647 é decorrente de provisão de crédito de IRPJ e CSLL sobre indêbitos tributários apropriados (Nota 4.3).

26 Resultado por ação

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

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

	2021	2020
Resultado líquido do exercício atribuível aos acionistas	444.408	282.257
Média ponderada do número de ações ordinárias em poder dos acionistas controladores (mil)	5.876	5.876
Resultado básico/ diluído por ação (reais/ações)	75,63104	48,03557

27 Instrumentos financeiros e Gestão de riscos

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

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

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

27.1 Instrumentos financeiros

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

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

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

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

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



27.1.1 Classificação dos instrumentos financeiros

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

			Valor justo		Valor contábil	
	Nota	Níveis	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Valor justo por meio do resultado						
No reconhecimento inicial ou subsequentemente						
Caixa e equivalentes de caixa	5					
Aplicações financeiras		Nível 2	487.394	136.218	487.394	136.218
Ativo financeiro indenizável	13.1	Nível 2	2.563.316	2.058.830	2.563.316	2.058.830
			3.050.710	2.195.048	3.050.710	2.195.048
Custo amortizado						
Caixa e equivalentes de caixa	5					
Bancos conta movimento		Nível 2	26.379	40.575	26.379	40.575
Consumidores e concessionárias	6	Nível 2	958.081	821.085	958.081	821.085
Cauções		Nível 2	187	187	187	187
Ativos financeiros setoriais	7	Nível 2	567.579	255.469	567.579	255.469
Outros créditos - Partes relacionadas	10	Nível 2	23	105	23	105
			1.552.249	1.117.421	1.552.249	1.117.421
			4.602.959	3.312.469	4.602.959	3.312.469
	Nota	Níveis	Valor justo		Valor contábil	
			31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
Passivos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
Debêntures			503.978		503.978	
Derivativos	16	Nível 2	11.301		11.301	
			515.279	-	515.279	-
Custo amortizado						
Fornecedores	14	Nível 2	622.122	485.469	622.122	485.469
Debêntures	16	Nível 2	957.511	895.106	988.381	890.775
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17					
Moeda nacional		Nível 2	893.675	678.004	894.880	678.986
Outras contas a pagar - Partes relacionadas	10	Nível 2	1.845	3.570	1.845	3.570
Arrendamentos e aluguéis	12.7	Nível 2	29.138	20.633	29.178	17.054
Passivos financeiros setoriais	7	Nível 2	802.483	851.004	802.483	851.004
			3.306.774	2.933.786	3.338.889	2.926.858
			3.822.053	2.933.786	3.854.168	2.926.858

27.1.1.1 Ativos financeiros

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

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

• Custo amortizado

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

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

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

• Valor justo por meio do resultado (VJR)

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

27.1.1.2 Passivos financeiros

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

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

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

27.1.2 Valor justo

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

Para apuração do valor justo, a Companhia projeta os fluxos dos instrumentos financeiros até o término das operações seguindo as regras contratuais, inclusive para taxas pós-fixadas, e utiliza como taxa de desconto o Depósito Interbancário - DI futuro divulgado pela B3, exceto quando outra taxa for indicada na descrição das premissas para o cálculo do valor justo, e considerando também o risco de crédito próprio da Companhia e da Contraparte, de acordo com o CPC 46. Este procedimento pode resultar em um valor contábil diferente do seu valor justo principalmente em virtude dos instrumentos apresentarem prazos de liquidação longos e custos diferenciados em relação às taxas de juros praticadas atualmente para contratos similares.

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

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

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

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

(i) Aplicações financeiras: 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 e, conforme o caso, baseado nas cotações de mercado do papel ou informações de mercado que possibilitem tal cálculo e trazidos a valor presente pelo risco de crédito da instituição financeira correspondente;

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

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

27.1.2.1 Mensuração a valor justo de instrumentos financeiros

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

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

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

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

A metodologia aplicada na segregação por níveis para o valor justo dos instrumentos financeiros da Companhia, classificados como valor justo por meio do resultado, foi baseada em uma análise individual buscando no mercado operações similares às contratadas e observadas. Os critérios para comparabilidade foram estruturados levando em consideração prazos, valores, carência, indexadores e mercados atuantes. Quanto mais simples e fácil o acesso à informação comparativa mais ativo é o mercado, quanto mais restrita a informação, mais restrito é o mercado para mensuração do instrumento. No exercício findo em 31 de dezembro de 2021 houve alteração de classificação no nível do Ativo financeiro indenizável após análise da Administração da Companhia, que levou em consideração o fato de parte significativa do saldo já ser base blindada (valores aprovados por laudo de avaliação ajustados, associados aos ativos em operação, excluindo-se as movimentações ocorridas -baixas e depreciação- e as respectivas atualizações) e, portanto, com critérios de avaliação dos ativos já conhecidos.

27.1.3 Instrumentos financeiros derivativos

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

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

Durante o exercício, a Companhia contratou instrumento financeiro derivativo classificado como *swap*, registrado por meio de seu valor justo no resultado, com a finalidade de câmbio de taxa da debênture captada (Nota 16).

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

				31/12/2021		2021
Descrição	Contraparte	Vigência	Posição	Nocional R\$	Valor justo	Efeitos no Resultado
Swap						
Ativo	Itaú	12/02/2021 a 15/07/2025	IPCA + 3,26% a.a.	500.000	510.680	(9.219)
Passivo			CDI + 1,15% a.a.	(500.000)	(521.981)	(3.687)
				-	(11.301)	(12.906)

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	(12.906)
Total	(12.906)

27.2 Gestão de riscos

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

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

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

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

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

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



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

27.2.1 Risco de mercado

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

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

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

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

Com a pandemia da COVID-19 (Nota 4.5) a Administração da Companhia avaliou suas principais exposições tendo concluído que, no exercício, não há incremento de risco significativo de mercado, conforme exposto acima.

27.2.1.1 Análise de sensibilidade

Em atendimento à 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) Provável	Cenário (II) Aumento do risco em 25%	Cenário (III) Aumento do risco em 50%	Cenário (IV) Redução do risco em 25%	Cenário (V) Redução do risco em 50%
			Até 1 ano	2 a 5 anos					
Aplicação financeira - CDB	CDI	483.663	41.655		41.655	10.325	20.618	(10.359)	(20.754)
Aplicação financeira - Debêntures	CDI	3.731	27		27	7	13	(7)	(13)
Instrumentos financeiros ativos	CDI	487.394	41.682	-	41.682	10.332	20.631	(10.366)	(20.767)
Debêntures	CDI	(757.400)	(84.471)	(129.153)	(213.624)	(47.245)	(94.214)	48.327	96.970
Empréstimos e financiamentos - NP	CDI	(353.057)	(80.390)	(42.228)	(122.618)	(27.543)	(56.175)	28.795	56.510
Instrumentos financeiros passivos	CDI	(1.110.457)	(164.861)	(171.381)	(336.242)	(74.788)	(150.389)	77.122	153.480
Swap - Ponta Passiva - Itaú	CDI	(521.981)	(60.332)	(113.930)	(174.262)	(37.213)	(74.184)	37.984	76.240
Instrumentos financeiros derivativos	CDI	(521.981)	(60.332)	(113.930)	(174.262)	(37.213)	(74.184)	37.984	76.240
		(1.145.044)	(183.511)	(285.311)	(468.822)	(101.669)	(203.942)	104.740	208.953
Empréstimos e financiamentos - BNDES	TJLP	(73.102)	(5.310)	(4.757)	(10.067)	(1.632)	(3.243)	1.654	3.332
Instrumentos financeiros passivos	TJLP	(73.102)	(5.310)	(4.757)	(10.067)	(1.632)	(3.243)	1.654	3.332
		(73.102)	(5.310)	(4.757)	(10.067)	(1.632)	(3.243)	1.654	3.332
Debêntures	IPCA	(744.711)	(83.181)	(109.092)	(192.273)	(33.784)	(68.599)	32.784	64.598
Empréstimos e financiamentos - BNDES	IPCA	(126.711)	(17.908)	(11.891)	(29.799)	(2.466)	(4.987)	2.411	4.769
Instrumentos financeiros passivos	IPCA	(871.422)	(101.089)	(120.983)	(222.072)	(36.250)	(73.586)	35.195	69.367
Swap - Ponta Ativa - Safra	IPCA	509.074	51.109	88.905	140.014	20.454	41.570	(19.813)	(39.003)
Instrumentos financeiros derivativos	IPCA	509.074	51.109	88.905	140.014	20.454	41.570	(19.813)	(39.003)
		(362.348)	(49.980)	(32.078)	(82.058)	(15.796)	(32.016)	15.382	30.364

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 6,9% e 11,2% a.a.; TJLP entre 5,4% e 6,5% a.a.; e IPCA entre 3,6% e 8,3% a.a..

27.2.2 Risco de liquidez

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

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

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

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

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)



A Companhia também gerencia o risco de liquidez por meio do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela análise de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro de 2021, incluindo principal e juros, considerando a data mais próxima em que a Companhia espera liquidar as respectivas obrigações.

	31/12/2021					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	405.981	104.537	111.604			622.122
Outras contas a pagar - Partes relacionadas			297	1.548		1.845
Debêntures	23.599	19.665	37.062	1.423.334		1.503.660
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	14.350	5.555	87.201	787.774		894.880
Arrendamentos e aluguéis	512	666	6.371	17.404	4.225	29.178
Passivos financeiros setoriais			226.576	575.907		802.483
	444.442	130.423	469.111	2.805.967	4.225	3.854.168
						2.926.858

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

27.2.2.1 Risco de sobrecontratação

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

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

Na regulação atual, a expansão em lastro do sistema energético nacional é garantida por meio da contratação de energia de longo prazo pelas distribuidoras, por meio da projeção do seu mercado cativo, com 3 a 6 anos de antecedência em relação ao período de suprimento da energia elétrica adquirida (alterado pelo Decreto nº 9.143/17), ou seja, as decisões de contratações utilizam-se de projeções econômicas de longo prazo que em situação de normalidade não apresentam grandes variações. O montante dos compromissos contratuais para compra de energia futura firmados até 31 de dezembro de 2021 estão apresentados na nota 29.1.

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

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

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

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

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

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

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

Em 2016 a Nota Técnica nº109/2016 propunha o aprimoramento da Resolução Normativa nº 693/2015 permitindo criar o MCSD de Energia Nova como um mecanismo adicional para que tanto distribuidoras quanto geradoras pudessem 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 sobre e venda 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.

Em 30 de novembro de 2021 a Diretoria da ANEEL aprovou a regra de repasse tarifário dos efeitos do MVE para os produtos anuais e semestrais. Entretanto, a apuração final do valor depende da definição dos montantes de sobrecontratação involuntária, que estão em discussão com a Agência.

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.

Conforme mencionado na nota 7.1, em dezembro de 2021 foi emitida a Nota Técnica nº 121/2021–SRM/SGT/ANEEL com novos critérios de apuração da sobrecontratação involuntária que passará pela avaliação da Diretoria da ANEEL.

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 4.5.4.2), 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.

Foi instaurada a consulta pública nº 35 pela Agência Reguladora, cuja fase 3ª tratou do aprimoramento dos mecanismos relativos à reequilíbrio econômico-financeiro, advindos de fatos geradores decorrentes da pandemia, além do tratamento da sobrecontratação involuntária e o ressarcimento ao consumidor de custos administrativos, financeiros e tributários da operação de crédito da Conta-COVID. Em 23 de novembro de 2021, a Diretoria da ANEEL deliberou o resultado da referida Consulta Pública, definindo para a sobrecontratação relativa ao COVID-19 a utilização como carga contrafactual a declaração nos Leilões A-1 e A-2 de 2019.

Para o segundo semestre de 2021, o agravamento do cenário de crise hídrica e o crescimento de mercado acima das projeções impactaram momentaneamente as estratégias definidas para o ano. Nesse sentido, a Companhia declarou déficit no MCS-D de julho a dezembro de 2021 que foram atendidos pelo Mecanismo. Dessa forma, foram adquiridos 113 MWm para a Companhia visando a proteção de seus fluxos de caixa.

A sobrecontratação de energia, relativa ao exercício de 31 de dezembro de 2021, afetou negativamente o resultado da Companhia em R\$19.963.

27.2.2.2 Vencimento antecipado de dívidas

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

Covenants são indicadores econômico-financeiros de controle da saúde financeira da Companhia exigidos nos contratos de ingresso de recursos. O não cumprimento dos *covenants* impostos nos contratos de dívida pode acarretar em um desembolso imediato ou vencimento antecipado de uma obrigação com fluxo e periodicidade definidos. A relação dos *covenants* por contrato aparecem descritos individualmente nas notas 16 e 17. Até 31 de dezembro de 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 16 e 17. Essas garantias contratuais são o máximo que a Companhia pode ser exigida a liquidar, conforme os termos dos contratos de garantia financeira, caso o valor total garantido seja executado pela contraparte decorrente de falta de pagamento. Para a rubrica de Compra de Energia, as garantias estão vinculadas, em sua maioria, aos recebíveis da Companhia, passíveis de alteração decorrente de eventuais perdas de crédito nestes recebíveis.

27.2.3 Risco hidrológico

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

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

27.2.4 Risco de crédito

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

• Consumidores e Concessionárias

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

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

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

Conforme mencionado na nota 4.5.2, a Resolução Normativa nº 936/2021 vedou até 30 de setembro de 2021 a suspensão do fornecimento de energia para determinadas classes de consumo. Entretanto, a Companhia não identificou impactos significativos para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021 e está avaliando os possíveis impactos futuros.

Ainda com relação a pandemia da COVID-19 (Nota 4.5) 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 exercício não houve registro contábil relativo ao risco de crédito.

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

Para os efeitos da COVID-19 (Nota 4.5.4.2), em 23 de novembro de 2021, a Diretoria da ANEEL deliberou o resultado da Consulta Pública nº 35, o tratamento da sobrecontratação involuntária e o ressarcimento ao consumidor de custos administrativos, financeiros e tributários da operação de crédito da Conta-COVID.

• 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.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



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

	Nota	31/12/2021	31/12/2020
Classificação da instituição financeira			
AAA		367.586	125.008
AA		119.808	11.076
	5	487.394	136.084

A Política de Gestão de Riscos também permite a aplicação de recursos em Fundo de Investimento Restrito cuja carteira de ativos é atrelada a Letras Financeiras do Tesouro – LFTs, emitidas pelo Governo Brasileiro, ou Operações compromissadas lastreadas em Títulos Públicos Federais, considerados de alta liquidez no mercado e de baixíssimo risco (Nota 5.3).

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

• Ativo financeiro indenizável

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

• Ativos financeiros setoriais

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

27.2.5 Risco regulatório

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

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

27.2.6 Gestão de capital

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

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

	31/12/2021	31/12/2020
Total dos empréstimos e debêntures	2.398.540	1.569.761
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(513.773)	(176.793)
Dívida líquida	1.884.767	1.392.968
Total do Patrimônio Líquido	1.382.908	1.082.961
Total do capital	3.267.675	2.475.929
Índice de alavancagem financeira - %	57,68%	56,26%

28 Demonstrações dos Fluxos de Caixa

28.1 Atividades de financiamento

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

	Nota	Saldo em 31/12/2020	Efeito caixa	Efeito não caixa			Saldo em 31/12/2021
				Variação monetária e cambial	Ajuste a valor de mercado/ presente	Adições/ baixas	
Aumento (diminuição) de passivos financiamento							
Dividendos	15	64.652	(192.711)			183.561	55.502
Debêntures	16	890.775	512.679	67.018	(40.299)	73.487	1.503.660
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	17	678.986	158.007	14.927		42.960	894.880
Arrendamentos e aluguéis	12.7	17.054	(8.368)		3.985	16.507	29.178
		1.651.467	469.607	81.945	(36.314)	316.515	2.483.220

	Saldo em 31/12/2019	Efeito caixa	Efeito não caixa			Saldo em 31/12/2020
			Variação monetária e cambial	Ajuste a valor de mercado/ presente	Adições/ baixas	
Aumento (diminuição) de passivos financiamento						
Dividendos	91.547	(355.535)			328.640	64.652
Debêntures	992.570	(149.239)	9.294		38.150	890.775
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	327.488	309.968	6.133		35.397	678.986
Arrendamentos e aluguéis	25.262	(9.755)		1.748	245	17.054
	1.436.867	(204.561)	14.981	1.748	402.432	1.651.467

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



28.2 Transações não envolvendo caixa

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

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

	2021	2020
Constituição de dividendos e JSCP a pagar	55.502	64.652
Capitalização de juros de empréstimos e debêntures aos Ativos da concessão	8.768	3.093
Capitalização nos Ativos da concessão relativo à contingências	159	4.215
Constituição de arrendamentos e aluguéis no Imobilizado	16.507	245
Total	80.936	72.205

29 Compromissos contratuais e Garantias

29.1 Compromissos contratuais

Em 31 de dezembro de 2021 a Companhia apresenta os compromissos contratuais, não reconhecidos nas demonstrações financeiras, apresentados por maturidade de vencimento.

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

	31/12/2021			31/12/2020	
	2022	2023 e 2024	2025 e 2026	A partir de 2027	Total geral
Responsabilidades com locações operacionais	1.326	88	75		1.489
Obrigações de compra					1.746
Compra de energia	2.136.446	4.193.549	3.389.759	12.502.783	22.222.537
Encargos de conexão e transporte de energia	306.500	540.854	442.540	401.670	1.691.564
Materiais e serviços	628.254	701.212	342.990	1.572	1.674.028
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e debêntures	266.756	243.115	32.499		542.370
	3.339.282	5.678.818	4.207.863	12.906.025	26.131.988
					23.239.921

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

	31/12/2021			31/12/2020	
	2022	2023 e 2024	2025 e 2026	A partir de 2027	Total geral
Responsabilidades com locações operacionais	1.287	95	94		1.476
Obrigações de compra					1.752
Compra de energia	2.136.445	4.676.719	4.309.637	22.290.316	33.413.117
Encargos de conexão e transporte de energia	306.500	601.918	567.316	567.701	2.043.435
Materiais e serviços	609.541	753.777	429.675	2.503	1.795.496
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e debêntures	270.681	368.038	76.035		714.754
	3.324.454	6.400.547	5.382.757	22.860.520	37.968.278
					33.374.155

29.2 Garantias

Tipo de garantia	Modalidade	Limite máximo garantido	
		31/12/2021	31/12/2020
Seguro de vida	Aval de acionista	134.040	125.808
Ações judiciais	(i) Fiança Bancária e (ii) Seguro garantia.	37.902	43.152
Outros	Recebíveis	38.794	42.565
		210.736	211.525

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

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2021 e 2020
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



30 Cobertura de Seguros

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

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

	31/12/2021		31/12/2020	
	Valor em risco	Limite máximo de indenização	Valor em risco	Limite máximo de indenização
Subestações	582.091	32.000	530.867	32.000
Prédios e conteúdos (próprios e terceiros)	50.459	50.459	50.459	50.459
Transportes (materiais)	12.000	3.500	12.000	2.500
Transportes (veículos)	789	789	789	789
Seguro de Vida	133.040	(*)	125.808	(*)

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

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

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

- (i) Responsabilidade civil geral, com cobertura de até R\$50.000;
- (ii) Responsabilidade civil ambiental, com cobertura de até R\$17.190;
- (iii) Responsabilidade civil de administradores e diretores, com cobertura de até R\$247.595; e
- (iv) Responsabilidade civil de riscos cibernéticos, com cobertura de até R\$5.611.

31 Eventos subsequentes

31.1 Decreto nº 10.939 de 13 de janeiro de 2022

O Decreto nº 10.939/22, autoriza a criação da Conta Escassez Hídrica para cobrir, total ou parcialmente, os custos adicionais decorrentes da situação de escassez hídrica para as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. Trata-se do resultado da MP nº 1.078 que previu o uso de recursos que seriam arrecadados por meio de encargo tarifário, para lidar com esses custos adicionais. A Lei possibilita que a CDE seja utilizada para arrecadação de recursos referentes à amortização de operações financeiras vinculadas ao enfrentamento da situação de escassez hídrica e dos diferimentos aplicados em processos tarifários anteriores, o que engloba os custos adicionais com as bandeiras tarifárias, as despesas relacionadas ao programa de bonificação por redução do consumo e os custos com a importação de energia entre julho e agosto de 2021.

* * *

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

João Manuel Veríssimo Marques da Cruz

Presidente

Henrique Manuel Marques Faria Lima Freire

Conselheiro

Luiz Otavio Assis Henriques

Conselheiro

João José Saraiva Torres

Conselheiro

Helio Colombo

Conselheiro

Edson Wilson Bernardes França

Conselheiro

DIRETORIA ESTATUTÁRIA

Luiz Otavio Assis Henriques

Diretor-Presidente, Comercial e de Distribuição

André Luis de Nunes de Mello Almeida

Diretor de Sustentabilidade

Luiz Felipe Falcone de Souza

Diretor de Regulação

Evandro Scopel Cometti

Diretor de Planejamento e Engenharia

Dyogenes Rosi

Diretor de Planejamento Energético

Vitor Hugo Alexandrino da Silva

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

CONTABILIDADE

Leandro Carron Rigamonte

Diretor de Contabilidade e Gestão de Ativos
(Corporativo)

Renan Silva Sobral

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