

Companhia Energética do Jari - CEJA

CNPJ/MF nº 03.581.989/0001-62



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2021

Senhores Acionistas:

Em atendimento às obrigações legais estatutárias, submetemos à apreciação de V.Sas as Demonstrações Financeiras e Notas Explicativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021, nos colocamos à disposição para esclarecimentos adicionais.

A Administração

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM

(Em milhares de reais)							
	Nota	31/12/2021	31/12/2020		Nota	31/12/2021	31/12/2020
<b>ATIVO</b>				<b>PASSIVO</b>			
<b>Circulante</b>				<b>Circulante</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	4	188.364	77.073	Fornecedores	14	93.640	81.741
Concessionárias	5	45.868	54.998	Imposto de renda e Contribuição social a recolher	6	3.497	1.110
Imposto de renda e Contribuição social a compensar	6	5.239	11.600	Outros tributos a recolher	6	9.384	7.912
Outros tributos compensáveis	6	22.509	11.195	Dividendos	15	36.984	32.074
Prêmio de risco - GSF	10	2.294	2.294	Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	16	53.755	54.029
Outros créditos	11	5.066	4.682	Uso do bem público	17	2.773	2.144
<b>Total do Ativo Circulante</b>		<b>269.340</b>	<b>161.842</b>	Provisões	18	2.326	2.205
<b>Não circulante</b>				Outras contas a pagar	11	2.657	1.978
Cauções e depósitos vinculados	9	22.815	22.321	<b>Total do Passivo Circulante</b>		<b>205.016</b>	<b>163.193</b>
Prêmio de risco - GSF	10	14.336	16.630	<b>Não circulante</b>			
Outros Créditos	11	2.387	2.180	Tributos diferidos	7	117.898	111.297
		<b>39.538</b>	<b>41.131</b>	Empréstimos e financiamentos	16	440.036	492.270
Imobilizado	12	1.017.376	1.044.407	Uso do bem público	17	31.927	27.758
Intangível	13	476.418	487.910	Provisões	18	6.600	6.699
		<b>1.493.794</b>	<b>1.532.317</b>	Outras contas a pagar	11	54	59
		<b>1.533.332</b>	<b>1.573.448</b>	<b>Total do Passivo Não circulante</b>		<b>596.515</b>	<b>638.083</b>
<b>Total do Ativo Não circulante</b>				<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>			
				Capital social	19.1	850.824	850.824
				Reservas de lucros	19.3	150.317	63.190
				<b>Total do Patrimônio líquido</b>		<b>1.001.141</b>	<b>914.014</b>
				<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		<b>1.802.672</b>	<b>1.735.290</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>		<b>1.802.672</b>	<b>1.735.290</b>				

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS  
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)							
	Nota	2021	2020				
<b>Receitas</b>	20	317.843	275.301	<b>Saldos em 31 de dezembro de 2019</b>			
<b>Custo da operação e do serviço de energia elétrica</b>	21			Dividendo adicional aprovado - AGOE de 30/04/2020			
Custo do serviço de energia elétrica		(57.007)	(66.322)	Lucro líquido do exercício			
Custo de operação		(44.397)	(43.440)	Destinação do lucro			
		<b>(101.404)</b>	<b>(109.762)</b>	Constituição de reserva legal	4.509	(4.509)	-
<b>Lucro bruto</b>		<b>216.439</b>	<b>165.539</b>	Reserva de incentivo fiscal (ADA)	14.367	(14.367)	-
<b>Despesas e Receitas operacionais</b>	21			Dividendos intermediários (USCP) - RCA 30/12/2020		(37.734)	(37.734)
Despesas gerais e administrativas		(20.331)	(24.134)	Lucro do exercício a deliberar		(33.573)	-
Outras despesas e receitas operacionais		(322)	(259)	<b>Saldos em 31 de dezembro de 2020</b>			
		<b>(20.653)</b>	<b>(24.393)</b>	<b>Capital social</b>	<b>850.824</b>	<b>Reservas de lucros</b>	<b>63.190</b>
<b>Lucro antes do resultado financeiro e tributos</b>		<b>195.786</b>	<b>141.146</b>	<b>850.824</b>	<b>63.190</b>	<b>Lucros acumulados</b>	<b>-</b>
<b>Resultado financeiro</b>	22			<b>Total</b>			
Receitas financeiras		12.405	7.904	Distribuição de Dividendos AGOE de 30/04/2021			
Despesas financeiras		(54.255)	(60.441)	Lucro líquido do exercício			
		<b>(41.850)</b>	<b>(52.537)</b>	Destinação do lucro			
<b>Lucro antes dos tributos sobre o lucro</b>		<b>153.936</b>	<b>88.609</b>	Constituição de reserva legal	6.861	(6.861)	-
<b>Tributos sobre o lucro</b>	23			Reserva de incentivo fiscal (SUDAM)	18.881	(18.881)	-
Imposto de renda e contribuição social correntes		(10.126)	(4.478)	Dividendos intermediários (USCP) - RCA 23/12/2021		(43.510)	(43.510)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(6.599)	6.050	Lucro do exercício a deliberar		67.959	(67.959)
		<b>(16.725)</b>	<b>1.574</b>	<b>Saldos em 31 de dezembro de 2021</b>	<b>850.824</b>	<b>150.317</b>	<b>-</b>
<b>Lucro líquido do exercício</b>		<b>137.211</b>	<b>90.183</b>				
<b>Resultado por ação atribuível aos acionistas</b>	24						
Resultado básico/diluído por ação (Reais/Ações)							
ON		5,31949	3,49628				

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES  
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)							
	2021	2020					
<b>Lucro líquido do exercício</b>	137.211	90.183					
<b>Resultado abrangente do exercício</b>	<b>137.211</b>	<b>90.183</b>					

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO  
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(Em milhares de reais)							
	2021	2020					
<b>Geração do valor adicionado</b>	<b>376.391</b>	<b>326.214</b>					
Receita operacional	363.574	320.196					
Receita relativa à construção de ativos próprios	12.817	5.992					
Outras receitas		26					
<b>(-) Insumos adquiridos de terceiros</b>	<b>(91.425)</b>	<b>(90.010)</b>					
Custos da energia comprada	(46.295)	(48.082)					
Encargos de uso da rede elétrica	(27.532)	(25.538)					
Materiais	(2.428)	(1.724)					
Serviços de terceiros	(12.473)	(11.537)					
Outros custos operacionais	(2.697)	(3.129)					
<b>Valor adicionado bruto</b>	<b>284.966</b>	<b>236.204</b>					
<b>Retenções</b>							
Depreciações e amortizações	(51.340)	(53.032)					
<b>Valor adicionado líquido produzido</b>	<b>233.626</b>	<b>183.172</b>					
<b>Valor adicionado recebido em transferência</b>							
Receitas financeiras	13.012	8.293					
<b>Valor adicionado total a distribuir</b>	<b>246.638</b>	<b>191.465</b>					
<b>Distribuição do valor adicionado</b>							
Pessoal							
Remuneração direta	3.654	3.678					
Benefícios	1.593	1.171					
FOTTS	238	215					
Impostos, taxas e contribuições							
Federais	44.016	31.044					
Estaduais	5.604	4.740					
Municipais	66						
Remuneração de capitais de terceiros							
Juros	54.255	60.441					
Aluguéis	1	(7)					
Remuneração de capital próprio							
Juros sobre capital próprio	43.510	37.734					
	<b>152.937</b>	<b>139.016</b>					
Lucros retidos	93.701	52.449					
	<b>246.638</b>	<b>191.465</b>					

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS  
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

**1 Contexto operacional**  
A Companhia Energética do Jari - CEJA (Companhia ou CEJA) é uma sociedade anônima de capital fechado, controlada em conjunto pela EDP - Energias do Brasil S.A. (EDP - Energias do Brasil) e China Three Gorges Brasil Energia Ltda. (CTG Brasil), com sede no município de São Paulo - SP. Possui como objeto social as atividades de geração de energia elétrica de qualquer origem e natureza. Poderá, para tanto, estudar, planejar, desenvolver estudos de viabilidade e projetos de geração de energia, promover a construção, a operação, a manutenção de usinas de geração de energia e, bem assim, a realização de quaisquer outros serviços afins ou complementares relacionados ao seu objeto social. A Companhia poderá ainda participar de outras empresas, negócios e empreendimentos voltados à atividade energética.

**1.1 Concessão**  
A ECE Participações detinha o direito de concessão da UHE Jari por meio do Contrato de Concessão nº 04/02, celebrado junto à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Em 19 de novembro de 2019 a ANEEL, através da Resolução Autorizativa nº 8.369, autorizou a transferência da Concessão da ECE Participações para Companhia para explorar a UHE Jari. A presente autorização vigorará pelo prazo remanescente, sub-rogando-se a CEJA em todos os direitos e obrigações que dela decorrem, com as seguintes características:

Empresa	Usina	Estado	Modalidade	Outorga	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MWm)	Concessão Início	Concessão Término
Companhia Energética do Jari - CEJA	UHE Santo Antônio do Jari	PA/AP	Produtor Independente	Concessão	392,95	222	21/12/1987	31/12/2044

O Contrato de Concessão regula a exploração do potencial de energia hidráulica do rio Jari, entre os municípios de Laranjal do Jari e Almeirim, nos estados do Amapá e Pará, sob o regime de Produção Independente de Energia Elétrica. Em 31 de dezembro de 2021, a energia assegurada de 222,00 MWm; (i) 190,00 MWm foram comercializados em dezembro de 2010 por meio de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs no Ambiente de Contratação Regulado - ACR pelo preço estabelecido de R\$104,18 por MWh, atualizado em 31 de dezembro de 2021 de R\$166,08 por MWh, pelo prazo de 30 anos a partir de janeiro de 2015 reajustado anualmente pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA; e (ii) 20,90 MWm de CCEARs no ACR pelo preço estabelecido de R\$82,00 por MWh, atualizado em 31 de dezembro de 2021 de R\$126,88 por MWh, até dezembro de 2044 também reajustado anualmente pelo IPCA.

O prazo do contrato de concessão inicial previa um período de 30 anos a contar de 21 de dezembro de 1987, data da publicação do Decreto de outorga da concessão. No 4º termo aditivo assinado em 23 de janeiro de 2012, foi prorrogado o prazo de concessão até 31 de dezembro de 2044, com extensão decorrente da Lei nº 14.052/20 e Resolução ANEEL nº 895/20 de mais 3,8 meses, podendo ser prorrogado, a critério exclusivo do Poder Concedente, nas condições que forem estabelecidas, mediante requerimento das concessionárias.

Na exploração do aproveitamento hidrelétrico, a concessionária tem ampla liberdade na direção de seus negócios, incluindo medidas relativas a investimentos, pessoal, material e tecnologia, observadas as prescrições do contrato de concessão, da legislação específica, das normas regulamentares e das instruções e determinações do Poder Concedente e da ANEEL.

O Projeto de Lei nº 10.985/18, que trata do ressarcimento dos riscos não hidrológicos do General Scaling Factor - GSF, por meio de extensão da concessão condicionada à desistência das liminares, foi aprovado em 2019 na Câmara dos Deputados. Para sua efetivação, o projeto necessitava de aprovação no Senado e a sanção presidencial. No Senado, o Projeto de Lei do Senado nº 3.975/19 obteve o parecer aprovado na Comissão de Assuntos Econômicos (CAE) e, em 13 de agosto de 2020, foi deliberado e aprovado em plenário, e sancionado pela presidência em 08 de setembro de 2020.

Em 09 de setembro de 2020, foi publicado no Diário Oficial a Lei nº 14.052/20, que alterou a Lei nº 13.203/15, estabelecendo novas condições para repactuação do risco hidrológico referente a parcela dos custos incorridos com o GSF, assumido pelos titulares das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) desde 2012, com o agravamento da crise hídrica, a qual criou a base legal para repactuação do GSF no ACL. A alteração legal teve como objetivo a compensação aos titulares das usinas hidrelétricas participantes do MRE por riscos não hidrológicos causados por: (i) empreendimentos de geração denominados estruturantes, relacionados à antecipação da garantia física, (ii) às restrições na entrada em operação das instalações de transmissão necessárias ao escoamento da geração dos estruturantes e (iii) por geração fora da ordem de mérito e importação. A extensão da outorga é limitada a 7 anos, condicionada à desistência de eventuais ações judiciais ou do direito de discutir questões relacionadas ao MRE pelos agentes envolvidos.

Em 23 de setembro de 2020, a ANEEL abriu a Consulta Pública nº 56/20, para obter subsídios para o aprimoramento da proposta da regulamentação da Lei nº 14.052/20, com prazo de 30 dias. A Consulta discutiu junto aos agentes os critérios e dados dos cálculos de ressarcimento, além de aspectos contratuais e jurídicos, como a documentação para extensão de outorga e aditivos dos contratos. No dia 16 de outubro de 2020, a CCEE, por meio da referida Consulta Pública, entregou proposta contendo estimativa de valores do cálculo completo do GSF, a Consulta encerrou-se em 23 de outubro, recebendo 151 contribuições.

Em 1º de dezembro de 2020, como resultado da Consulta Pública, a Diretoria da ANEEL aprovou a Resolução Normativa nº 895/2020, encerrando a etapa de regulamentação. Atendendo às contribuições de diversos agentes, a Agência aperfeiçoou a minuta inicialmente submetida, incluindo mais dois fatores que aumentaram a estimativa inicial: (i) custo de capital incorrido pelos geradores em períodos não protegidos por liminares desde o início do cálculo retroativo de riscos não hidrológicos, em 2012; e (ii) atrasos na implantação de transmissão para escoamento da energia de Belo Monte, notadamente em relação aos atrasos da Abengoa. Dado que as contribuições aceitas demandam aprimoramentos nos motores de cálculo da CCEE, a ANEEL deu prazo de 90 dias - contados a partir da publicação da Resolução - para que a CCEE atualize e apresente os dados de reprodutibilidade e novos montantes financeiros, seguidos posteriormente pelos prazos de publicação do ativo regulatório por agente e pedido de adesão à repactuação. A CCEE cumpriu a atualização dos cálculos e envio de novos valores à ANEEL em 1º de março de 2021. Durante o mês de março, a Agência avaliou os resultados e programou a homologação para a Reunião de Diretoria em 30 de março de 2021. No entanto, em avaliação de pedidos de reconsideração de alguns agentes no âmbito do processo, houve o entendimento de que o ressarcimento do risco não hidrológico deveria também alcançar usinas no período prévio à repactuação do ACR da Lei nº 13.203/2015. Dessa forma, para homologar uma única extensão de outorga (uma vez que há usinas que

se encaixam nas duas situações de ACR e ACL), o relator decidiu adiar o processo para que a CCEE reprocessasse o cálculo e publicasse novos valores para homologação.

Durante o período de avaliação, ocorreu a tramitação e aprovação da MP nº 1.031/21 (MP da Eletrobras) em 23 de fevereiro de 2021 no Senado, com emenda incorporada ao texto legal para reconhecer o ressarcimento do risco não hidrológico para as usinas no período prévio à repactuação do ACR da Lei nº 13.203/2015.

Conhecidos os valores, o aceite da proposta implicará abrir mão de futuros questionamentos judiciais da matéria pelas usinas e a desistência da participação na ação judicial da Apine, com o respectivo pagamento dos valores hoje protegidos por liminar, o que para Companhia não é aplicável.

Com base nas informações, e considerando a Lei nº 14.052/20, regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL nº 895/2020, embora não tenha sido alcançado o início de pagamentos ainda em dezembro de 2020, o resultado da regulamentação foi benéfico aos agentes hidrelétricos, uma vez que foi reconhecido o direito à indenização por danos adicionais ao MRE que não haviam sido considerados na proposta inicial. Ademais, a CCEE apontou publicamente que possibilitará parcelamento dos débitos, dando celeridade ao destravamento do MCP; que representa R\$8,9 bilhões. Os valores de GSF a serem pagos serão compensados no crédito que já consta na CCEE (posição líquida do agente).

Considerando a inovação trazida pela repactuação do risco hidrológico e a ausência de Pronunciamento, Interpretação ou Orientação do CPC que se aplique especificamente ao tema, a Administração da Companhia exerceu seu julgamento no desenvolvimento e na aplicação da política contábil, conforme previsto no CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro. A compensação aos geradores hidroelétricos ocorrerá por meio da extensão do prazo de concessão das outorgas de geração, que deve ser homologada pela ANEEL e apropriado como um intangível em contrapartida a recuperação de custos com energia elétrica. O montante apropriado em Recuperação de Custos é inferior ao custo total com GSF coberto pela referida Lei.

Em Reunião do Conselho de Administração - RCA realizada em 22 de dezembro de 2020, foi aprovada a adesão dos preceitos da Resolução ANEEL nº 895/2020. O Ativo constituído pela repactuação do risco não hidrológico, foi reconhecido ao valor justo, considerando a melhor estimativa da Companhia e observando os aspectos e condições previstas no CPC 04 - Ativo Intangível e a essência do direito de exploração recebido do Poder Concedente, bem como os valores das compensações calculados pela Câmara de Comercialização de Energia - CCEE. O montante foi transformado pela ANEEL em extensão do prazo da outorga, o qual será amortizado pelo método linear até o final do prazo de concessão, ajustado com a extensão a partir da repactuação. Portanto a Companhia procedeu com o registro contábil conforme as estimativas divulgadas pela CCEE e os acréscimos aceitos pela ANEEL, totalizando um incremento estimado de 3,8 meses (correspondentes a R\$5.714) no prazo de sua concessão.

Em 13 de julho de 2021 foi publicada a Lei nº 14.182/21, conversão da MP nº 1.031, que trata da desestatização da Eletrobras. Entre outros temas, quanto ao GSF, o art. 18 da referida Lei, alterou a Lei nº 13.203/15, a respeito da parcela da energia do ACR pré-2015 considerada até então não repactuada, permitindo agora sua repactuação nos mesmos termos da Lei nº 14.052/20 (GSF do ACL). No exercício findo em 31 de dezembro de 2021 a Companhia procedeu com o complemento no incremento no prazo de concessão equivalentes a 6,1 meses, (correspondente a R\$9.815). Sendo assim, o incremento no prazo de extensão da outorga da Companhia, considerando o ACL e ACR, equivale a 9,9 meses, correspondendo ao montante total de R\$15.529. O referido registro foi efetuado no Intangível (Nota 13) em contrapartida de Gastos operacionais.

Adicionalmente, em 12 de agosto foi publicada a REH nº 2.919/21 e em 14 de setembro a REH nº 2.932/21, que homologam o prazo de extensão da outorga das usinas hidrelétricas participantes do MRE e os valores referentes ao caput do art. 2º-D da Lei nº 13.203, de 2015. Com as referidas homologações, iniciou-se o prazo de 60 dias para que as usinas listadas procedessem à repactuação. O prazo encerrou em 10 de outubro de 2021. Assim sendo, o registro do incremento estimado de 19,9 meses na sua Concessão foi efetuado conforme acima mencionado.

**1.1.1 Uso do bem público - UBP**

A Companhia, em função da outorga a ela concedida para exploração do potencial hidrelétrico UHE Jari, recolhe à União, a partir da entrada em operação da primeira unidade geradora e enquanto estiver na exploração do aproveitamento hidrelétrico, valores anuais, em parcelas mensais, correspondente a 1/12 (um doze avos) do montante anual fixado na data de assinatura do Contrato de Concessão, atualizado em 31 de dezembro de 2021 de R\$2.865, corrigidos anualmente pela variação do Índice Geral de Preços do Mercado - IGP-M. Em 31 de dezembro de 2021, o valor presente total remanescente da obrigação é de R\$34.700 (R\$29.902 em 31 de dezembro de 2020) (Nota 17). A falta de pagamento de seis parcelas mensais consecutivas implicará, a juízo da ANEEL, a caducidade da concessão.

Como mencionado na nota 1.1, considerando a Lei nº 14.052/20, regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL nº 895/2020, a Companhia procedeu com o registro contábil em 1º de dezembro de 2020 no valor de R\$119 relativo o UBP correspondente ao incremento do prazo da concessão.

**1.1.2 Pesquisa e Desenvolvimento - P&D**

A Companhia aplica anualmente em pesquisa e desenvolvimento, nos termos das Leis nº 9.991/2000 e nº 14.120/2021, e na forma em que dispuser a regulamentação específica sobre a matéria, o montante de, no mínimo, 1% da Receita operacional líquida estabelecida no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. De acordo com o Despacho ANEEL nº 904/2021, da destinação do P&D, aplicáveis entre 1º de setembro de 2020 a 31 de dezembro de 2025 (corrente), 30% serão destinados à Conta de desenvolvimento energético - CDE (Nota 3.2.1).

**2 Base de preparação**

**2.1 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 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.









PUBLICAÇÃO DIGITAL - PÁGINA 10

11.1 Serviços em curso

Referem-se substancialmente a custos de projeto de P&D de sistemas fotovoltaicos, aplicados desde a fase de construção, a ser compensados com as obrigações no programa de P&D (Nota 1.1.2).

11.2 Estoques

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

O saldo de estoques refere-se aos materiais utilizados na operação e manutenção da usina. Os materiais utilizados na construção da infraestrutura da concessão estão classificados no Imobilizado (Nota 12) pelo montante, em 31 de dezembro de 2021, de R\$406 (R\$507 em 31 de dezembro de 2020).

11.3 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.

11.4 Encargos setoriais

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

	Saldo em	Atualização	Transfe-	Saldo em
	Nota	Monetária	rências	31/12/2021
	31/12/2020	Pagamentos		
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (CFURH)	11.4.1	540	(10.763)	1.170
Pesquisa e desenvolvimento (P&D)	11.4.2	264	(3.118)	421
Outros encargos		101	(1.291)	108
Total Circulante		905	(15.172)	565
		15.691		1.699

11.4.1 Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (CFURH)

O montante de R\$1.170 refere-se ao saldo a pagar de Compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos (CFURH), de acordo com a resolução nº 67/2001 da ANEEL, que estabelece que os concessionários e autorizados para a produção de energia hidrelétrica devem pagar mensalmente. O aumento do saldo no exercício ocorreu devido ao aumento da quantidade de energia gerada.

11.4.2 Pesquisa e desenvolvimento - P&D

Referem-se às obrigações a aplicar no programa de P&D registrado pela Companhia e são apurados nos termos da legislação setorial dos contratos de concessão de energia elétrica (Nota 1.1.2). A Companhia tem a obrigação de aplicar 1% da Receita operacional líquida ajustada em conformidade com os critérios definidos pela ANEEL, registrando mensalmente, por competência, o valor da obrigação. Esse passivo é atualizado mensalmente pela variação da taxa SELIC até o mês de realização dos gastos e baixados conforme sua realização. Os programas de P&D são regulamentados por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 897/20. O saldo contempla a dedução dos gastos efetuados com os serviços em curso referentes à esses programas. A CDE, que 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, apresentou valores repassados oriundos da referida Conta, anuidades pela ANEEL (Nota 3.2.1).

12 Imobilizado

São contabilizados pelo custo de aquisição e/ou construção acrescidos de impostos não recuperáveis sobre as compras e quaisquer custos diretamente atribuíveis para colocar o ativo no local e condição necessária para o funcionamento, deduzidos da depreciação acumulada e, quando aplicável, pelas perdas acumuladas por redução ao valor recuperável. Também fazem parte do custo do imobilizado os juros relativos aos empréstimos e financiamentos obtidos de terceiros, capitalizados durante a sua fase de construção, deduzidos das receitas financeiras dos recursos de terceiros não aplicados. O valor contábil dos bens substituídos é baixado, sendo que os gastos com reparos e manutenções são integralmente registrados em contrapartida ao resultado do exercício.

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019/57, os ativos de infraestrutura utilizados na geração 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 base para o cálculo da depreciação é o valor depreciável (custo de aquisição, subtraído do valor residual) do ativo. A depreciação é reconhecida no resultado baseando-se no método linear de acordo com a vida útil de cada unidade de adição e retirada, já que esse método é o que melhor reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo. As taxas de depreciação utilizadas estão previstas na tabela XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE aprovadas pela Resolução Normativa nº 674 de 11 de agosto de 2015.

No advento do termo final do Contrato, todos os bens e instalações vinculados à Usina Hidrelétrica passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos realizados e ainda não amortizados, desde que autorizados pela ANEEL, e apurados em auditoria da mesma.

12.1 Composição do imobilizado

	31/12/2021				31/12/2020			
	Taxa anual				Taxa anual			
	média de	Custo	Depreciação	Valor	média de	Custo	Depreciação	Valor
	depreciação %	histórico	acumulada	líquido	depreciação %	histórico	acumulada	líquido
Imobilizado em serviço								
Terenos		759		759		759		759
Reservatórios, barragens e adutoras	2,05	403.270	(60.491)	342.779	2,05	403.270	(52.217)	351.053
Edificações, obras civis e benfeitorias	2,13	345.509	(53.703)	291.806	2,13	345.496	(46.329)	299.167
Máquinas e equipamentos	2,99	438.989	(93.260)	345.729	2,97	439.488	(81.005)	358.483
Veículos	14,29	1.362	(1.049)	313	14,29	1.362	(875)	487
Móveis e utensílios	6,25	78	(12)	66	6,25	68	(8)	60
		1.189.967	(208.515)	981.452		1.190.443	(180.434)	1.010.009
Edificações, obras civis e benfeitorias	3,33	2.919	(713)	2.206	3,33	2.919	(616)	2.303
Máquinas e equipamentos	3,23	37.105	(8.706)	28.399	3,22	37.400	(7.508)	29.532
		40.024	(9.419)	30.605		39.959	(8.124)	31.835
Administração								
Edificações, obras civis e benfeitorias	3,33	142	(16)	126	3,33	113	(11)	102
Máquinas e equipamentos	15,02	176	(62)	114	11,56	57	(33)	24
Veículos	14,29	49	(23)	26	14,29	49	(16)	33
Móveis e utensílios	8,07	480	(177)	303	8,53	382	(134)	248
		847	(278)	569		601	(194)	407
Total do Imobilizado em serviço		1.230.838	(218.212)	1.012.626		1.231.003	(188.752)	1.042.251
Ativos de direito de uso								
Edificações, obras civis e benfeitorias		-	-	-	8,33	13	(11)	2
		-	-	-		13	(11)	2
Imobilizado em curso								
Geração		4.727		4.727		2.154		2.154
Administração		23		23				
Total do Imobilizado em curso		4.750	-	4.750		2.154	-	2.154
Total Imobilizado		1.235.588	(218.212)	1.017.376		1.233.170	(188.763)	1.044.407

12.2 Movimentação do imobilizado

	Valor líquido em		Transf. para imobilizado		Valor líquido
	31/12/2020	Ingressos	em serviço	Depreciações	em 31/12/2021
Imobilizado em serviço					
Terenos		759			759
Reservatórios, barragens e adutoras		351.053		(8.274)	342.779
Edificações, obras civis e benfeitorias		301.572	43	(7.477)	294.138
Máquinas e equipamentos		388.099	469	(13.678)	374.830
Veículos		520		(181)	339
Móveis e utensílios		308	109	(48)	369
Total do Imobilizado em serviço		1.042.251	-	621	(29.658)
					1.013.214
Ativos de direito de uso					
Edificações, obras civis e benfeitorias		2		(2)	-
Total Ativos de direito de uso		2	-	(2)	-
Imobilizado em curso					
Reservatórios, barragens e adutoras		-		(43)	(43)
Edificações, obras civis e benfeitorias		-		(469)	(469)
Máquinas e equipamentos		-	844		844
Outros		2.154	1.785	(109)	3.830
Total do Imobilizado em curso		2.154	2.629	(621)	-
					4.162
Total do Imobilizado		1.044.407	2.629	-	(29.660)
					1.017.376

13 Intangível

Estão mensurados pelo custo total de aquisição e/ou construção menos as despesas de amortização e perdas acumuladas por redução ao valor recuperável, quando aplicável. Os gastos com desenvolvimentos de projetos são reconhecidos como ativos intangíveis a partir da fase de desenvolvimento desde que cumpram com os requisitos definidos no CPC 04 (R1).

A amortização é calculada sobre o valor do ativo, sendo reconhecida no resultado baseando-se no método linear com relação às vidas úteis estimadas de ativos intangíveis a partir da data em que estes estão disponíveis para uso, já que esse método é o que melhor reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo.

16 Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

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

	Valor	Data da	Valor	Vigência		Custo da		Forma de	
	contratado	contratação	liberado	do contrato	Utilização	dívida		pagamento	
Moeda nacional									
BNDES	736.807	13/12/2012	716.790	13/12/2012 a 15/05/2031	i. Índice de Cobertura do Serviço da Dívida maior ou igual a 1,20 durante período de amortização. ii. Índice de Capital Próprio: Patrimônio líquido sobre Ativo total igual ou superior a 25%. Ambos os índices serão apurados anualmente em 31 de dezembro.	TJLP + 1,86% a.a.	Principal e Juros mensais a partir de 15/06/2015.	(i) Penhor de Ações; (ii) Contas Vinculadas; (iii) Vinculação de receitas; (iv) Fiança Corporativa da Energias do Brasil; e (v) Fiança Bancária da CTG Brasil proporcionais às suas participações.	1.522 52.323 440.397 494.242 1.508 52.621 492.721 546.850
(-) BNDES - Custos de Transação	(1.474)	13/12/2012	(1.474)	13/12/2012 a 15/05/2031			Amortização mensal do custo de transação		(90) (361) (451) (100) (451) (551)
									1.522 52.233 440.036 493.791 1.508 52.521 492.270 546.299

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 é de R\$494.242 em 31 de dezembro de 2021 (R\$546.850 em 31 de dezembro de 2020).

A Administração da Companhia faz o acompanhamento de todas as cláusulas restritivas e no exercício findo em 31 de dezembro de 2021 as mesmas encontram-se em conformidade nos respectivos contratos de empréstimos e financiamentos.

16.2 Movimentação dos empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

	Valor líquido		Juros		Amortização do	Valor líquido
	em 31/12/2020	Pagamentos	provisionados	Transferência	custo de transação	em 31/12/2021
Circulante						
Principal	52.620	(52.621)		52.324		52.323
Juros	1.508	(33.953)	33.967			1.522
Custo de transação	(99)			(90)	99	(90)
	54.029	(86.574)	33.967	52.234	99	53.755
Não circulante						
Principal	492.721			(52.324)		440.397
Custo de transação	(451)			90		(361)
	492.270	-	-	(52.234)	-	440.036

16.3 Vencimento das parcelas

		Vencimento				
Circulante						
2022						53.755
						53.755
Não circulante						
2023						52.244
2024						52.254
2025						261.422
2026 até 2031						74.116
						440.036
Total						493.791

17 Uso do Bem Público - UBP

Trata-se de um direito de outorga decorrente de processos licitatórios onde o concessionário entrega, ou promete entregar, recursos econômicos em troca do direito de explorar o objeto de concessão ao longo do prazo previsto no contrato (Nota 1.1.1).

O reconhecimento inicial da obrigação até o término do contrato de concessão foi capitalizado em contrapartida do Intangível (Nota 13) e realizado no momento da obtenção da Licença de Instalação - LI, ou seja em 3 de junho de 2011, uma vez que LI representa o marco necessário para atendimento das condições de viabilidade do negócio.

A provisão do pagamento do UBP foi reconhecida de acordo com o CPC 25 e estando as parcelas futuras atualizadas pelo indexador de inflação IGP-M e ajustado a valor presente pela taxa implícita ao projeto de 6,86% a.a., que representa a taxa de captação de recursos para a construção do empreendimento na data do reconhecimento.

Segue abaixo movimentação do exercício:

	Valor líquido	Ajuste a Valor	Encargos e atualizações			Valor líquido
	em 31/12/2020	Presente	monetárias (Nota 17.1)	Pagamentos	Transferência	em 31/12/2021
Circulante						
Uso do Bem Público	2.144	(21)		242	(2.374)	2.773
	2.144	(21)		242	(2.374)	2.773
Não circulante						
Uso do Bem Público	27.758	(3.081)	10.032		(2.782)	31.927
	27.758	(3.081)	10.032	-	(2.782)	31.927

17.1 Encargos e atualizações monetárias

A variação expressiva ocorreu devido à alta do indexador IGP-M de 17,78% acumulados no exercício (23,14% acumulados em 2020). O índice de reajuste é determinado pelo contrato de concessão (Nota 1.1.1).

18 Provisões

	31/12/2021			31/12/2020		
	Nota	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	18.1		3.267		2.579	
Licenças ambientais	18.2	2.326		2.205	4.120	
Total		2.326	6.600	2.205	6.699	

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

18.1 Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas

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

As obrigações são mensuradas pela melhor estimativa da Administração para o desembolso que seria exigido para liquidá-las na data 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.

13.1 Composição do intangível

	31/12/2021				31/12/2020			
	Taxa anual				Taxa anual			
	média de	Custo	Amortização	Valor	média de	Custo	Amortização	Valor
	amortização %	histórico	acumulada	líquido	amortização %	histórico	acumulada	líquido
Intangível em serviço								
Direito de concessão - Licenças ambientais	25,78	10.181	(8.164)	2.017	20,92	10.583	(6.837)	3.746
Direito de concessão - Uso do Bem Público - UBP	3,31	19.093	(4.532)	14.561	3,31	19.093	(3.899)	15.194
Direito de concessão - GSF	4,11	15.529	(370)	15.159		5.525		5.525
		44.803	(13.066)	31.737		35.201	(10.736)	24.465
Administração								
Software	20,00	224	(184)	40	20,00	201	(149)	52
Direito de concessão - Outros	3,31	584.274	(140.033)	444.241	3,31	584.274	(120.718)	463.556
		584.498	(140.217)	444.281		584.475	(120.867)	463.608
Total do Intangível em serviço		629.301	(153.283)	476.018		619.676	(131.603)	488.073
Intangível em curso								
Geração		228		228		(163)		(163)
Administração		172		172		-		-
Total do Intangível em Curso		400	-	400		(163)	-	(163)
Total Intangível		629.701	(153.283)	476.418		619.513	(131.603)	487.910

13.2 Movimentação do intangível

	Valor líquido		Transf. intangível		Valor líquido
	em 31/12/2020	Ingressos	em serviço	Amortizações	em 31/12/2021
Intangível em serviço					
Software		52	24	(36)	40
Direito de concessão - Licenças ambientais		3.746	(403)	(1.326)	2.017
Direito de concessão - Uso do Bem Público - UBP	13,2.1	15.194		(633)	14.561
Direito de concessão - GSF	1.1 e 13,2.2	5.525	10.004	(370)	15.159
Direito de concessão - Outros		463.556		(19.315)	444.241
Total do Intangível em serviço		488.073	10.004	(379)	(21.680)
					476.018
Intangível em curso					
Outros Intangíveis em curso		(163)	184	379	400
Total do Intangível em curso		(163)	184	379	400
Total Intangível		487.910	10.188	-	(21.680)
					476.418

13.2.1 Direito de concessão - Uso do Bem Público - UBP

Refere-se ao direito de exploração do aproveitamento hidrelétrico e sistema de transmissão associado à UHE Jari. É constituído pelo valor total da contraprestação do direito relacionado com o uso do bem público até o final do contrato de concessão, a valor presente, registrado em contrapartida do passivo (Nota 17) e capitalizados pelos juros incorridos da obrigação até a data de entrada em operação da usina. A amortização foi iniciada a partir da data de entrada em operação comercial da UHE, em setembro de 2014, e ocorrerá pelo prazo da concessão (Nota 1.1.1).

Em decorrência da aplicação do dispositivo de extensão de concessão citado na nota 1.1.1, o Direito de Concessão relativo ao UBP foi recalculado para incluir o período adicional de Concessão. O valor de R\$14.561 em 31 de dezembro de 2021 está sendo amortizado pelo novo prazo de concessão desde os respectivos registros em 2021.

13.2.2 Direito de Concessão - Outros

Em decorrência da aplicação do dispositivo de extensão de concessão citado na nota 1.1.1, o ingresso em 31 de dezembro de 2021 de R\$10.004, (R\$5.525 em 31 de dezembro de 2020) refere-se ao incremento de 9,9 meses no prazo de concessão, estimados pela Companhia com base nos parâmetros regulamentados na Resolução ANEEL nº 895/2002 e Lei nº 14.182/21, que está sendo amortizado pelo novo prazo de concessão desde os respectivos registros em 2021 (Nota 1.1).

14 Fornecedores

		Nota	31/12/2021	31/12/2020
Suprimento de energia elétrica			2.502	3.455
Encargos de uso da rede elétrica			2.947	2.677
Operações CCEE	14.1		76.531	65.134
Materiais e serviços			11.660	10.475
Total			93.640	81.741

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 Operações CCEE

O saldo de R\$76.531 em 31 de dezembro de 2021, refere-se substancialmente ao resultado da liminar relatada na nota 5, atualizado monetariamente até a referida data, classificado como Provisão até o trânsito em julgado da ação judicial.

O resultado da aplicação do novo FID, bem como as operações com a CCEE, até 31 de dezembro de 2021 pode ser observado abaixo:

FID liminar referente a agosto de 2015 até fevereiro de 2019				30/09/2021
Composição de março 2019 até 31 dezembro de 2021				39.502
Atualização monetária				11.188
Saldo Liminar em 31 de dezembro de 2021				25.772
Liquidações CCEE				76.462
Saldo em 31 de dezembro de 2021				69
				76.531

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 ded







NOTAS EXPLICATIVAS  
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

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

25.2 Gestão de risco

A Companhia adota a política de gestão de riscos da controlada em conjunto EDP - Energias do Brasil que abrange todas as suas unidades de negócios. As operações que envolvem riscos são deliberadas pela Administração. Cabe ao Comitê de Risco garantir a governança do processo e atuar como elo entre a alta direção e a operação rotineira. Sua função é gerenciar e supervisionar todos os fatores de risco que possam provocar impactos nas atividades e nos resultados, além de propor metodologias e melhorias ao sistema de gestão.

25.2.1 Risco de mercado

O risco de mercado é apresentado como a possibilidade de perdas monetárias em função das oscilações de variáveis que tenham impacto em preços e taxas negociadas no mercado. Essas flutuações geram impacto a praticamente todos os setores e, portanto, representam fatores de riscos financeiros. Os Empréstimos e financiamentos captados pela Companhia, apresentados na nota 16 possuem regras contratuais para os passivos financeiros fundamentalmente atrelados ao risco de mercado associados à TJLP.

Deve-se considerar que a Companhia está exposta a oscilação da taxa SELIC e da inflação, podendo ter um custo maior na realização dessas operações. A Companhia não possui exposições à variação cambial e juros atreladas a dívidas em moeda estrangeira.

Com a pandemia da COVID-19 (Nota 3.2) a Administração da Companhia avaliou suas principais exposições tendo concluído que, no exercício, os riscos significativos encontram-se controlados pelos motivos acima descritos.

25.2.1.1 Análise de sensibilidade

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

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

		Aging cenário provável		Cenário (I)		Cenário (II)		Cenário (III)		Cenário (IV)		Cenário (V)	
		Saldo da exposição	Até 1 ano	2 a 5 anos	Acima de 5 anos	Provável	Aumento do risco em 25%	Aumento do risco em 50%	Redução do risco em 25%	Redução do risco em 50%			
Operação		Risco											
Aplicação financeira - CDB		CDI	180.198	14.505		14.505	3.569	7.117	(3.591)	(7.205)			
Cauções e depósitos vinculados		CDI	21.679	2.345	1.339	3.684	950	1.911	(938)	(1.865)			
Instrumentos financeiros ativos		CDI	201.877	16.850	1.339	-	18.189	4.519	9.028	(4.529)	(9.070)		
			201.877	16.850	1.339	-	18.189	4.519	9.028	(4.529)	(9.070)		
Operação		Risco											
Empréstimos e financiamentos - BNDES		TJLP	(494.242)	(37.670)	(94.622)	(35.821)	(168.113)	(30.585)	(60.799)	30.965	62.321		
Instrumentos financeiros passivos		TJLP	(494.242)	(37.670)	(94.622)	(35.821)	(168.113)	(30.585)	(60.799)	30.965	62.321		
			(494.242)	(37.670)	(94.622)	(35.821)	(168.113)	(30.585)	(60.799)	30.965	62.321		

As curvas futuras dos indicadores financeiros CDI e TJLP estão em acordo com o projetado pelo mercado e estão 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.; e TJLP entre 5,4% e 6,5% a.a..

25.2.2 Risco de liquidez

O risco de liquidez evidencia a capacidade da Companhia em liquidar as obrigações assumidas. Para determinar a capacidade financeira da Companhia em cumprir adequadamente os compromissos assumidos, os fluxos de vencimentos dos recursos captados e de outras obrigações fazem parte das divulgações. Informações com maior detalhamento sobre os valores contratados e os liberados são apresentados na nota 16.

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 são demonstrados nas rubricas Caixa e equivalentes de caixa (Nota 4) e Concessionárias (Nota 5). A Companhia apresenta em Caixa um montante cuja disponibilidade é imediata e Equivalentes de caixa que são aplicações financeiras que são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa. Para Concessionárias, os saldos compreendem um fluxo estimado para os recebimentos. Os riscos de liquidez atribuídos à rubrica de Empréstimos e financiamentos referem-se a juros futuros que, consequentemente, não estão contabilizados e encontram-se demonstrados na nota 27.1.

A Companhia também gerencia o risco de liquidez por meio do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela análise de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de 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	Total
<b>Passivos Financeiros</b>							
Fornecedores	8.827	1.061	83.752			93.640	81.741
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	4.352	8.704	40.699	261.322	178.714	493.791	546.299
Uso do bem público	237	705	1.831	11.518	20.409	34.700	29.902
Arrendamentos e alugueis						-	1
Licenças ambientais	220	998	1.108	3.333	5.659	6.325	
Outras contas a pagar - Partes relacionadas				53	53	53	59
	13.636	11.468	127.390	276.226	199.123	627.843	664.327

25.2.2.1 Vencimento antecipado de dívidas

A Companhia possui contratos de financiamento com cláusulas restritivas (Covenants), normalmente aplicável a esse tipo de operação, relacionada ao atendimento de índices financeiros.

Covenants são indicadores econômico-financeiros de controle de saúde financeira 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 principais covenants por contrato aparecem descritos individualmente na nota 16. Até 31 de dezembro de 2021, todos os covenants contratuais foram atendidos em sua plenitude.

Além do controle de covenants atrelado ao risco de liquidez, existem garantias contratadas (Nota 27.2) para a rubrica de Empréstimos e financiamentos. 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.

25.2.3 Risco hidrológico

A energia vendida pela Companhia depende das condições hidrológicas. Adicionalmente, a receita da venda é vinculada à energia assegurada, cujo volume é determinado pelo órgão regulador e que consta do contrato de concessão. As condições conjunturais do sistema nos últimos anos, com baixas vazões e baixo armazenamento das hidrelétricas, tem provocado uma diminuição significativa da produção de energia com fonte hidráulica e aumentando os custos na aquisição de energia. A mitigação desse risco se dá pelo Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, que é um mecanismo financeiro de compartilhamento dos riscos hidrológicos entre as usinas participantes do Sistema Interligado Nacional - SIN operado pelo Operador Nacional do Sistema - ONS. Todavia, em momentos extremos de baixo armazenamento, o MRE expõe a Companhia à um rateio com base no PLD, gerando um dispêndio com GSF (Generation Scaling Factor) para os geradores hidrelétricos.

Para reduzir a exposição a este risco, a Companhia aderiu à proposta de repactuação do risco hidrológico, para o montante de energia contratado no ACR, pela transferência de 92% deste risco hidrológico remanescente para 190MWm e 89% para 20,9MWm, para a Conta Centralizadora de Bandeiras Tarifárias - CCRBT mediante pagamento de prêmio.

25.2.4 Risco de crédito

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

- Concessionárias

No setor de energia elétrica as operações realizadas estão direcionadas ao regulador que mantém informações ativas sobre as posições de energia produzida e consumida. As comercializações são geradas a partir de leilões, contratos, entre outros, sendo que esses mecanismos agregam confiabilidade e controlam a inadimplência entre participantes setoriais.

O risco decorrente da possibilidade da Companhia em apresentar perdas, advindas da dificuldade de recebimento dos valores faturados a seus clientes é considerado baixo, considerando as garantias contratuais apresentadas no âmbito dos contratos de energia no ACR.

- 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 são realizadas periodicamente baseadas nas informações extraídas dos relatórios de riscos. As decisões sobre aplicações financeiras são orientadas por uma Política de Gestão de Riscos Financeiros, que estabelece 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, de forma a manter uma proporção equilibrada e menos sujeita a perdas. A Companhia opera apenas com instituições financeiras cuja classificação de risco de crédito seja no mínimo A na agência Fitch Ratings (ou equivalente para as agências Moody's ou Standard & Poor's). Em 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2020, todas as aplicações financeiras da Companhia encontram-se em instituições financeiras com rating de crédito AAA.

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

25.2.5 Risco regulatório

As atividades da Companhia são regulamentadas e fiscalizadas pelas agências reguladoras (ANEEL, entre outras) e demais órgãos relacionados ao

setor (MME, CCEE etc.). A Companhia tem o compromisso de estar em conformidade com todos os regulamentos expedidos, sendo assim, qualquer alteração no ambiente regulatório poderá exercer impacto sobre suas atividades.

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

25.2.6 Gestão de capital

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

Para manter ou ajustar a estrutura do capital, a Companhia pode devolver capital aos acionistas ou, ainda, emitir novas ações, por exemplo, para reduzir o nível de endividamento.

	31/12/2021	31/12/2020
Total dos empréstimos	493.791	546.299
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(188.364)	(77.073)
(-) Cauções	(21.679)	(21.633)
Dívida líquida	283.748	447.593
Total do Patrimônio Líquido	1.001.141	914.014
Total do capital	1.284.889	1.361.607
Índice de alavancagem financeira - %	22,08%	32,87%

26 Demonstrações dos fluxos de caixa

26.1 Atividades de financiamento

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

		2021		Efeito não caixa	
		Nota	Saldo em 31/12/2020	Efeito caixa	Variação monetária e cambial
(Aumento) diminuição de ativos de financiamento			21.633	(741)	787
Cauções vinculados a empréstimos e financiamentos			21.633	(741)	787
Aumento (diminuição) de passivos financiamento					
Dividendos		15	32.074	(38.648)	43.558
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas		16.2	546.299	(86.574)	34.066
Arrendamentos e alugueis			2		-
			578.375	(125.222)	(2)
Movimento relativo às atividades de financiamento (Passivos de financiamento (-) Ativos de financiamento)			556.742	(124.481)	(787)
					(2)
					77.624
					509.096

		2020		Efeito não caixa	
		Saldo em 31/12/2019	Efeito caixa	Variação monetária e cambial	Adições / baixas
(Aumento) diminuição de ativos de financiamento		23.438	(1.818)	13	21.633
Cauções vinculados a empréstimos e financiamentos		23.438	(1.818)	13	-
Aumento (diminuição) de passivos financiamento					
Dividendos		22.176	(85.194)		95.092
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas		599.820	(91.332)		37.811
Arrendamentos e alugueis		-			6
		621.996	(176.526)	-	132.909
Movimento relativo às atividades de financiamento (Passivos de financiamento (-) Ativos de financiamento)		598.558	(174.708)	(13)	132.909
					556.746

26.2 Transações não envolvendo caixa

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

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

	2021	2020
Constituição de dividendos e JSCP a pagar	36.984	32.074
Provisão para custos com licença ambiental no imobilizado e intangível		(615)
Constituição do Uso do Bem Público no intangível		119
Constituição de arrendamentos e alugueis no imobilizado		13
Total	36.984	31.591

27 Compromissos contratuais e Garantias

27.1 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 curso normal da atividade operacional da Companhia atualizados com as respectivas taxas projetadas e ajustados ao valor presente pela taxa de 6,86% que representa a taxa média de financiamento para a construção do empreendimento.

	31/12/2021					31/12/2020
	2022	2023 e 2024	2025 e 2026	A partir de 2027	Total geral	Total geral
Obrigações de compra						
Compra de Energia	779	1.498	1.374	5.174	8.825	7.508
Materiais e serviços	17.464	4.071	243	1.012	22.790	15.665
Prêmio de risco - GSF				75.083	75.083	65.915
Juros vincendos de empréstimos e Financiamentos	37.670	50.490	29.946	23.132	141.238	149.430
	55.913	56.059	31.563	104.401	247.936	238.518

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	Total geral
Obrigações de compra						
Compra de Energia	649	1.298	1.298	7.786	11.031	12.003
Materiais e serviços	16.944	4.334	305	1.779	23.362	17.168
Prêmio de risco - GSF				241.616	241.616	241.616
Juros vincendos de empréstimos e Financiamentos	32.124	53.553	39.143	36.373	161.193	179.451
	49.717	59.185	40.746	287.554	437.202	450.238

27.2 Garantias

Em 31 de dezembro de 2021 a Companhia apresenta garantias de ações judiciais na modalidade de seguro garantia no valor de R\$180 e outras garantias na modalidade Recebíveis no montante de R\$2.431 (R\$2.160 em 31 de dezembro de 2020). Os valores de garantia de Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas (Nota 16), estão demonstrados em suas respectivas notas.

28 Cobertura de seguros

A Companhia mantém apólices de seguros com coberturas determinadas por orientação de especialistas, considerando 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 da 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	3.975	3.975	3.975	3.975
Usinas	1.032.182	200.000	1.032.182	200.000
Linhas de Transmissão	28.387	28.387	28.387	28.387
Responsabilidade civil		50.000		50.000
Transportes (veículos)	360	360	360	360
Seguro de vida	2.748	(*)	2.889	(*)

(\*) 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 da usina onde, dentre os itens segurados, destacam-se: máquinas e equipamentos de geração e transmissão 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 ambiental, com cobertura de até R\$17.190; e
- (ii) Responsabilidade civil de riscos cibernéticos, com cobertura de até R\$5.611.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Yujun Liu Presidente	Carlos Alberto Rodrigues de Carvalho Conselheiro	Henrique Manuel Marques Faria Lima Freire Conselheiro	Evandro Leite Vasconcelos Conselheiro	Luiz Otavio Assis Henriques Conselheiro	Maria Clara Fonseca de Oliveira Maia e Castro Conselheira
-------------------------	---	--	--	--	--

DIRETORIA ESTATUTÁRIA

Luiz Otavio Assis Henriques Diretor-Presidente	Sérgio Ricardo de Marcon Fonseca Diretor Administrativo	Lourival Teixeira Dos Santos Sobrinho Diretor Operacional e Técnico	Silvio Alexandre Scucuglia da Silva Diretor Financeiro
---	--	--	---

CONTABILIDADE

Leandro Carron Rigamonte Diretor de Contabilidade e Gestão de Ativos (Corporativo)	Renan Silva Sobral Gestor Executivo de Contabilidade Contador - CRC 1SP271964/O-6
--	---

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da

Companhia Energética do Jari - CEJA

São Paulo - SP

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da Companhia Energética do Jari - CEJA (Companhia), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2021 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, da Companhia Energética do Jari - CEJA em 31 de dezembro de 2021, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as