

# Relatório da Administração Regulatória

2023



## SUMÁRIO

Mensagem da Administração .....	1
Prêmios e Reconhecimentos .....	2
Geração e Transmissão de Energia Elétrica .....	2
Geração.....	2
Modernização do Sistema de Geração .....	7
Geração Distribuída.....	8
Transmissão .....	8
Qualidade do Fornecimento .....	32
Tecnologia da Informação .....	36
Composição Acionária .....	37
Relacionamento com Acionistas .....	37
Investimentos .....	37
Conjuntura Econômica.....	38
Desempenho Econômico-Financeiro.....	38
Relacionamento com Auditores Independentes .....	43
Gestão .....	44
Informações de Natureza Social e Ambiental .....	50

## MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

---

Com grande satisfação, compartilhamos o resultado do primeiro ano de operação da Eletrobras Chesf inserida no novo modelo de governança e negócios da Eletrobras, pós desestatização. Em linha com a Controladora, acreditamos que tudo o que a Companhia faz, prestando um serviço considerado essencial com qualidade e de acordo com as regras estabelecidas, se subordina a uma cultura de alta performance, pautada pela segurança das pessoas, dos ativos e do meio ambiente, valores inegociáveis para a organização.

Em 2023, o CAPEX da Empresa atingiu R\$ 1,95 bilhão, um crescimento superior a 22% em relação a 2022. Avançamos em projetos importantes, com destaque para as modernizações das Usinas Hidrelétricas Sobradinho (BA) e Paulo Afonso IV (BA). Além disso, investimos de forma significativa em melhorias e reforços no sistema de transmissão, possibilitando as condições para a exportação de energia do Nordeste para as outras regiões do país.

A governança corporativa foi otimizada de forma centralizada, visando garantir uma atuação integrada e cada vez mais alinhada às estratégias da Holding, com foco na eficiência, meritocracia e geração de resultados sustentáveis, bem como no aperfeiçoamento das relações com os stakeholders e na inserção nos ecossistemas de inovação.

O desempenho operacional superou as metas regulatórias e empresariais, enquanto a performance econômico-financeira resultou num lucro de R\$ 2.773,3 milhões, representando um aumento de 83,8% em relação ao ano anterior, que traduz a busca pela disciplina de capital e eficientização de custos e despesas.

O mercado de energia tem passado por constantes mudanças. A comercialização de energia no ambiente de mercado livre ganhou tração e vem sendo acelerada. Nesse contexto, somos parte de uma Eletrobras que está sendo construída voltada para o atendimento do cliente, orientada ao mercado, e que desenvolve soluções adaptadas as suas demandas e aos seus processos para expandir constantemente sua base de relacionamentos, alinhada com a transformação energética.

De igual maneira, o potencial de crescimento do negócio de energia na região Nordeste, tanto em geração quanto em transmissão, é enorme e reunimos todas as condições para sermos parte fundamental da engrenagem da Eletrobras no aproveitamento dessas oportunidades e na expansão do seu sistema físico.

Esses resultados positivos e os animadores desafios que se avizinham, todavia, não seriam e nem serão possíveis sem o engajamento do nosso principal ativo: as pessoas.

Em 2023 demos início à contratação de novos colaboradores, que se juntam ao nosso quadro de experientes profissionais, promovendo uma oxigenação na força de trabalho da Companhia que, com o apoio dos nossos fornecedores e prestadores de serviços, se mostram essenciais ao atingimento dos resultados e superação dos novos desafios. A todos eles, nosso reconhecimento e agradecimento pela dedicação e qualidade das entregas!

Boa leitura,

João Henrique Franklin de Araújo Neto  
**Presidente da Eletrobras Chesf**

Antônio Varejão de Godoy  
**Presidente do Conselho de Administração**

## PRÊMIOS E RECONHECIMENTOS

Em 2023, a Eletrobras Chesf recebeu os seguintes prêmios, reconhecimentos e certificações:

- Reconhecimento da Childhood Brasil pelo cumprimento de todos os requisitos estabelecidos pelo Programa Na Mão Certa para o ano de 2023.
- A Operação da Eletrobras Chesf manteve a certificação na norma ISO 45001:2018, pela Certificadora Brasileira de Gestão, nas usinas de Xingó/SE, Paulo Afonso IV/BA e Boa Esperança/PI, sendo essas as primeiras usinas entre as empresas Eletrobras a conseguirem essa certificação. A renovação da certificação assegura a melhoria contínua do desempenho de saúde e segurança ocupacional da Chesf, acompanhado de um expressivo conjunto de investimentos em adequações físicas do seu parque de usinas;
- A Operação da Eletrobras Chesf manteve a Certificação ISO 9001:2015 em todos os processos dos seus 14 órgãos e suas Instalações que compõem o Sistema Organizacional da Operação;
- A Eletrobras Chesf manteve a certificação ISO 55001:2014 pela Fundação Vanzolini, por meio da implementação e manutenção do Sistema de Gestão de Ativos de Transmissão e Geração de Energia Elétrica operados e mantidos pela Chesf, considerando as subestações, linhas de transmissão e parques de geração hidráulica, eólica e solar, incluindo os sistemas de automação, proteção e telecomunicações.

## GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Atualmente, as usinas e linhas de transmissão da Outorgada atendem parcialmente a nove estados da região Nordeste, sendo a energia necessária para suprir esta região, fornecida também por geração eólica e solar. Devido a sazonalidade das fontes de geração de energia, a região Nordeste se comporta como uma região exportadora ou importadora de energia para as demais regiões do País.

Para atender aos requisitos inerentes à operação de seus ativos de geração e transmissão, a Outorgada possui 4 (quatro) Centros de Operação de Sistema, responsáveis pela supervisão, comando e execução da operação das suas usinas e subestações.

## GERAÇÃO

Em 31/12/2023, a Concessionária detinha 10.460,43 MW em base de controladora (propriedade integral) e 2.579 MW equivalentes por meio da participação em SPEs, conforme Tabela 1 a seguir:

**Tabela 1 - Parque Gerador – Características Físicas**

Usina	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW Médios)	Propriedade	Potência Instalada (MW) Proporc.	Garantia Física (MW Médios) Proporc.	Início de Operação Comercial	Vencimento da Outorga
<b>Integral e Compartilhada</b>	<b>10.460,43</b>	<b>5.801,35</b>		<b>10.460,43</b>	<b>5.801,35</b>		
UHE Paulo Afonso I	180,001	2.113,80 (*)	100,00%	180	2.113,80 (*)	dez/54	jun/52
UHE Paulo Afonso II	443		100,00%	443		out/61	jun/52
UHE Paulo Afonso III	794,2		100,00%	794,2		out/71	jun/52
UHE Paulo Afonso IV	2.462,40		100,00%	2.462,40		dez/79	jun/52
UHE Apolônio Sales	400		100,00%	400		abr/77	jun/52
UHE Luiz Gonzaga	1.479,60	911,1	100,00%	1.479,60	911,1	jun/88	jun/52
UHE Xingó	3.162,00	2.042,40	100,00%	3.162,00	2.042,40	dez/94	jun/52
UHE Sobradinho	1.050,30	504,5	100,00%	1.050,30	504,5	nov/79	jun/52
UHE Boa Esperança	237,3	135,9	100,00%	237,3	135,9	out/70	jun/52
UHE Funil	30	10,91	100,00%	30	10,91	ago/62	jun/52
UHE Pedra	20,007	3,74	100,00%	20,01	3,74	nov/78	jun/52
UHE Curemas	3,52	1	100,00%	3,52	1	jan/57	nov/24
UEE Casa Nova II	32,9	9,4	100,00%	32,9	9,4	nov/17	mai/49
UEE Casa Nova III	28,2	9,4	100,00%	28,2	9,4	dez/17	mai/49

UEE Casa Nova A	27	6,8	100,00%	27	6,8	set/20	jun/54
UEE Acauã	6	3,1	100,00%	6	3,1	nov/19	abr/49
UEE Angical 2	10	5,1	100,00%	10	5,1	set/19	abr/49
UEE Arapapá	4	2,2	100,00%	4	2,2	nov/19	abr/49
UEE Caititu 2	10	5,1	100,00%	10	5,1	jan/20	abr/49
UEE Caititu 3	10	4,7	100,00%	10	4,7	jan/20	abr/49
UEE Carcará	10	4,6	100,00%	10	4,6	fev/20	abr/49
UEE Corrupião 3	10	4,2	100,00%	10	4,2	fev/20	abr/49
UEE Teiú 2	8	4,2	100,00%	8	4,2	nov/19	abr/49
UEE Papagaio	10	4,9	100,00%	10	4,9	out/19	mai/49
UEE Coqueirinho 2	16	7,4	100,00%	16	7,4	set/19	mai/49
UEE Tamanduá Mirim 2	16	7,4	100,00%	16	7,4	nov/19	jun/49

(\*) A garantia física é definida para o Complexo Paulo Afonso, composto pelas Usinas Paulo Afonso I, II, III, IV e Apolônio Sales

Sociedade de Propósito Específico	15.478,00	6.941,40		2.579,00	1.188,03		
UHE Jirau (Energia Sustentável do Brasil S.A)	3.750,00	2.101,5	20,00%	750	420,3	nov/16	dez/45
UHE Belo Monte (Norte Energia S.A)	11.233,10	4.571,00	15,00%	1.684,97	685,65	dez/15	jul/46
UHE Sinop (Companhia Energética Sinop S.A. - CES)	401,9	242,8	24,50%	98,47	59,49	out/19	jan/50
UEE (EOL) Junco I (Usina de Energia Eólica Junco I S.A.)	24	11,20	49,00%	11,76	5,49	dez/15	jul/47
UEE (EOL) Junco II (Usina de Energia Eólica Junco II S.A.)	24	11,80	49,00%	11,76	5,78	dez/15	jul/47
UEE (EOL) Caiçara I (Usina de Energia Eólica Caiçara I S.A.)	27	13,50	49,00%	13,23	6,62	dez/15	jun/47
UEE (EOL) Caiçara II (Usina de Energia Eólica Caiçara II S.A.)	18	9,6	49,00%	8,82	4,7	dez/15	jul/47
<b>Total</b>	<b>25.938,43</b>	<b>12.763,25</b>		<b>13.039,43</b>	<b>6.989,88</b>		

## Empreendimentos Corporativos

Nas atividades relacionadas aos novos empreendimentos hidrelétricos, encontra-se em andamento na Eletrobras Chesf a contratação da revisão dos estudos hidrológicos e obtenção da Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica (DRDH) dos AHE's Ribeiro Gonçalves e Cachoeira, localizados no rio Parnaíba. Em paralelo, existem estudos em andamento para novos empreendimentos eólicos e solares (fotovoltaicos).

Na área de Geração Térmica, a Usina Térmica de Camaçari, localizada no município de Dias D'Ávila, no Estado da Bahia, teve sua concessão extinta em 05 de outubro de 2018 por meio da Portaria MME 420/2018. Como alternativa para uso da área, a Eletrobras Chesf decidiu realizar estudos para implantar no local uma nova usina termelétrica, movida a gás, com uma potência instalada inicial de cerca de 380 MW, podendo ser ampliada até 1.820 MW. A Eletrobras Chesf, contratou uma empresa para elaborar o Projeto Básico para uma Usina em ciclo aberto com potência de 380 MW e um estudo para o fechamento do ciclo com potência de 1820 MW. Atualmente, a implantação dessa nova usina depende das diretrizes estratégicas da Eletrobras para inserção de térmicas no seu portfólio.

Quanto à geração eólica, a Companhia obteve a outorga para implantação do parque eólico de Casa Nova I-B (27 MW) na ANEEL, e assinou o contrato com o fornecedor do aerogerador em março de 2023 e o contrato do uso de sistema de transmissão em setembro de 2023. As obras do empreendimento foram iniciadas no segundo semestre de 2023 com previsão de término para o final de 2024. A Usina Eólica de Frei Damião I, na Paraíba, com potência instalada da ordem de 110 MW está em fase de otimização do projeto e previsão de conclusão até 2026, possibilitando a venda de energia desses projetos no mercado livre (ACL). Na área de estudos eólicos a Companhia efetua medições em 11 estações anemométricas, instaladas no Nordeste, e vem realizando o desenvolvimento de projetos próprios de geração eólica para serem implantados nos próximos anos.

Na área de Geração Solar, em 2023 a Companhia avançou com a consolidação da Usina Fotovoltaica Lapa Solar I (350 MWac), situado no Município de Bom Jesus da Lapa, na Bahia, ainda sujeito à aprovação da governança pertinente. Com igual objetivo, a Companhia permanece nas áreas de estudos, possuindo 21 estações solarimétricas, instaladas no semiárido nordestino, visando acompanhar e desenvolver projetos próprios de geração solar com tecnologias fotovoltaicas ou heliotérmicas. Essas medições propiciarão o desenvolvimento de novos projetos solares

ao longo dos próximos anos, possibilitando também a realização de associações com as usinas eólicas e hidráulicas existentes, otimizando o uso do sistema de transmissão.

Outra ação na área de Geração Solar que a Eletrobras Chesf vem desenvolvendo é a implantação de painéis solares em suas Subestações em estados do Nordeste, para geração própria de energia, substituindo parte do suprimento oriundo das Distribuidoras. A primeira instalação foi concluída no início de 2018, a planta fotovoltaica da SE Messias, com 125 kWac, em Alagoas. Considerando a adição da planta do CRESP, serão implantados um total de 4,8 MWac, sendo 2,5 MWac na área do CRESP (PE) e 2,3 MWac em Subestações de 5 outros estados (AL, CE, PB, PI e RN). As usinas já foram todas concluídas, incluindo a usina de Natal-RN, concluída no primeiro semestre de 2023. Em alguns casos, por meio da associação com sistemas de armazenamento, a confiabilidade e a segurança operativa dessas instalações poderão ser ampliadas.

### Empreendimentos em Sociedade de Propósito Específico – SPEs

Em 2023, a Eletrobras Chesf vendeu sua participação acionária (24,5%) na Energética Águas da Pedra S. A. para a Eletrobras Eletronorte que, em seguida, transferiu a SPE em permuta com outras participações à Neoenergia. Essas transações estão alinhadas ao objetivo estratégico de racionalização de participações, conforme previsto no Plano Diretor de Negócios e Gestão (“PDNG 2022-2026”), resultando em otimização societária.

Houve ainda a alteração do nome social da SPE Energia Sustentável do Brasil S. A. que passou a usar a denominação Jirau Energia S.A., sem mudança de sua composição acionária.

**Tabela 2 - Projetos de Usinas – Características Físicas**

Usina	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW Médios)	Propriedade	Potência Instalada (MW) Proporc.	Garantia Física (MW Médios) Proporc.	Início de Operação Comercial	Vencimento da Outorga
<b>Integral e Compartilhada</b>	<b>587,50</b>	<b>200,88</b>		<b>587,50</b>	<b>200,88</b>		
UEE (EOL) Casa Nova I-B (27 MW) – 2ª Etapa (*)	27,00	10,78	100%	27,00	10,78	dez/24	fev/58
UEE (EOL) Casa Nova I-D a G (126 MW) – 3ª Etapa (*)	100,50	40,90	100%	100,50	40,90	fev/27	fev/58
UEE (EOL) Frei Damião I (110 MW)	110,00	47,90	100%	110,00	47,90	ago/26	set/57
UFV Lapa Solar I (350 MW)	350,00	101,30	100%	350,00	101,30	jul/27	(**)
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>	<b>0</b>	<b>0</b>		<b>0</b>	<b>0</b>		
<b>Total</b>	<b>587,50</b>	<b>200,88</b>		<b>587,50</b>	<b>200,88</b>		

Usina	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW Médios)	Propriedade	Potência Instalada (MW) Proporc.	Garantia Física (MW Médios) Proporc.	Início de Operação Comercial	Vencimento da Outorga
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>	<b>0</b>	<b>0</b>		<b>0</b>	<b>0</b>		

(\*) Após a paralisação das obras da Usina Eólica de Casa Nova, o planejamento para sua retomada levou em conta o grau de completude dos eus 120 aerogeradores, dividindo a usina em 3 partes: Usina Eólica de Casa Nova I-A, com 18 aerogeradores; Usina Eólica de Casa Nova I-B, com 18 aerogeradores; e as Usinas Eólicas de Casa Nova C a G, com 84 aerogeradores. Em 2021 foi decidido que a usina de Casa Nova C não será mais implantada.

(\*\*) Chesf aguarda Outorga, já solicitada.

**Tabela 3 - Projetos de Usinas – Evolução Física e Investimentos - Controladora**

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2022	Investimento Realizado até 31/dez/2022	Evolução Física em 31/dez/2023	Investimento Realizado até 31/dez/2023
<b>Integral</b>		<b>751.886</b>		<b>807.642</b>
UEE (EOL) Casa Nova I-A (27 MW) - 1ª Etapa	100,0%	328.037	100,0%	338.848
UEE (EOL) Casa Nova I-B (27 MW) - 2ª Etapa	60,0%	225.951	60,0%	267.875
UEE (EOL) Casa Nova I-D a G (126 MW) - 3ª Etapa	15,0%	193.096	15,0%	193.096
UEE (EOL) Frei Damião I (110 MW)	0,0%	4.802	0,0%	7.823
<b>SPE Proporcional</b>				
<b>Total</b>		<b>751.886</b>		<b>807.642</b>

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2021	Investimento Realizado até 31/dez/2021	Evolução Física em 31/dez/2022	Investimento Realizado até 31/dez/2022
<b>SPE Proporcional</b>				

**Tabela 4 - Projetos de Usinas – Evolução Física e Investimentos - Em Bases Totais**

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2022	Investimento Realizado até 31/dez/2022	Evolução Física em 31/dez/2023	Investimento Realizado até 31/dez/2023
<b>Integral</b>		<b>751.886</b>		<b>807.642</b>
UEE (EOL) Casa Nova I-A (27 MW) - 1ª Etapa	100,0%	328.037	100,0%	338.848
UEE (EOL) Casa Nova I-B (27 MW) - 2ª Etapa	60,0%	225.951	60,0%	267.875
UEE (EOL) Casa Nova I-D a G (126 MW) - 3ª Etapa	15,0%	193.096	15,0%	193.096
UEE (EOL) Frei Damião I (110 MW)	0,0%	4.802	0,0%	7.823
<b>SPE Proporcional</b>				
<b>Total</b>		<b>751.886</b>		<b>807.642</b>

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2021	Investimento Realizado até 31/dez/2021	Evolução Física em 31/dez/2022	Investimento Realizado até 31/dez/2022
<b>SPE Proporcional</b>				

Nas tabelas 3 e 4 não constam valores relativos a projetos em SPE, visto que a Chesf não tem SPEs em construção no ano de 2023.

**Tabela 5 - Garantia Física Esperada e Realizada**

Usina - Garantia Física GWh/ano Proporcional	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>Controladora</b>								
<b>Integral</b>	<b>50.495</b>	<b>50.730</b>	<b>50.846</b>	<b>42.030</b>	<b>42.145</b>	<b>42.030</b>	<b>42.030</b>	<b>42.030</b>
UHE Boa Esperança	1.194	1.190	1.190	1.193	1.196	1.193	1.193	1.193
UHE Complexo P. Afonso	18.568	18.517	18.517	14.531	14.571	14.531	14.531	14.531
UHE Funil	96	96	96	42	42	42	42	42
UHE Luiz Gonzaga	8.003	7.981	7.981	6.369	6.386	6.369	6.369	6.369
UHE Pedra	33	33	33	15,2	15	15	15	15
UHE Xingó	17.940	17.891	17.891	15.153	15.195	15.153	15.153	15.153
UHE Sobradinho	4.432	4.419	4.419	4.008	4.019	4.008	4.008	4.008

UHE Curemas	9	9	9	9	9	9	1	9
EOL Casa Nova II	78	82	82	82	83	82	82	82
EOL Casa Nova III	83	82	82	82	83	82	82	82
EOL Casa Nova A	60	81	83	83	83	83	83	83
EOL Acauã	0	20	27	27	27	27	27	27
EOL Angical 2	0	34	45	45	45	45	45	45
EOL Arapapá	0	15	19	19	19	19	19	19
EOL Caititu 2	0	34	45	45	45	45	45	45
EOL Caititu 3	0	31	41	41	41	41	41	41
EOL Carcará	0	30	40	40	40	40	40	40
EOL Corrupião 3	0	28	37	37	37	37	37	37
EOL Teiú 2	0	28	37	37	37	37	37	37
EOL Coqueirinho 2	0	49	65	65	65	65	65	65
EOL Papagaio	0	32	43	43	43	43	43	43
EOL Tamandú Mirim 2	0	49	65	58	58	58	58	65
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>	<b>7.047</b>	<b>7.047</b>	<b>6.975</b>	<b>6.964</b>	<b>6.964</b>	<b>6.964</b>	<b>6.967</b>	<b>6.967</b>
UHE Dardanelos (Energética Águas da Pedra S.A.)	154	154	154	154	154	154	154	154
UHE Jirau (Energia Sustentável do Brasil S.A.)	2.184	2.184	2.112	2.101	2.101	2.101	2.101	2.101
UHE Belo Monte (Norte Energia S.A.)	4.419	4.419	4.419	4.419	4.419	4.419	4.419	4.419
UHE Sinop (Companhia Energética Sinop S.A.)	240	240	240	240	240	240	243	243
VamCruz I Participações S.A.	50	50	50	50	50	50	50	50

Até 31/12/2023, parte considerável da garantia física da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf encontrava-se alocada no regime de cotas de garantia física para distribuidoras de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN, cuja remuneração é dada por meio da Receita Anual de Geração – RAG e definida anualmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Com a publicação da Lei 14.182/2021, ocorreu a capitalização da Eletrobras e, por conseguinte, a a partir de 2023, esses montantes serão descotizados gradualmente na proporção de 20% a cada ano. Como consequência do processo de capitalização, a Portaria MME 544/2021 definiu novas garantias físicas para as usinas da Eletrobras e todas as usinas hidráulicas da Chesf, a exceção de Curemas, terão novos valores de garantia física com vigência a partir de 01/01/2023 cujos montantes sofreram redução a exceção da usina de Boa Esperança.

**Tabela 6 - Modelo de Negócio e Condições no ACR**

Usina	Modelo de Negócio em 31/12/2023	Preço no ACR em 01/07/2023	Data e índice de reajuste no ACR
<b>Integral e Compartilhada</b>			
UHE Boa Esperança	78,23% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2023) R\$ 70.844.463,82	1ºjul - IPCA
	19,56% ACL		
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Complexo de Paulo Afonso	78,23% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2023) R\$ 1.093.030.734,81	1ºjul - IPCA
	19,56% ACL		
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Funil	78,23% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2023) R\$ 12.315.026,45	1ºjul - IPCA
	19,56% ACL		
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Luiz Gonzaga	78,23% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2023) R\$ 365.388.228,64	1ºjul - IPCA
	19,56% ACL		
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Pedra	78,23% ACR cotas - Lei 12.783/2013		1ºjul - IPCA

	19,56% ACL	RAG (JAN A DEZ/2023) R\$ 6.463.025,42	
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Xingó	78,23% ACR cotas - Lei 12.783/2013	RAG (JAN A DEZ/2023) R\$ 670.715.613,06	1ºjul - IPCA
	19,56% ACL		
	2,21% ACL - Lei 13.182/2015		
UHE Sobradinho	90% ACL - Lei 13.182/2015	Não aplicável	Não aplicável
	10% ACL	Não aplicável	Não aplicável
UHE Curemas	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
EOL Casa Nova II	75,53% ACR	R\$ 219,03 /MWh	1ºjan - IPCA
	24,47% ACL	Não aplicável	Não aplicável
EOL Casa Nova III	58,51% ACR	R\$ 218,96 /MWh	1ºjan - IPCA
	41,49% ACL	Não aplicável	Não aplicável
EOL Casa Nova A	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
EOL Acauã	100% ACR	R\$ 181,67 / MWh	1ºset - IPCA
EOL Angical 2	100% ACR	R\$ 181,67 / MWh	1ºset - IPCA
EOL Arapapá	100% ACR	R\$ 181,67 / MWh	1ºset - IPCA
EOL Caititu 2	100% ACR	R\$ 181,67 / MWh	1ºset - IPCA
EOL Caititu 3	100% ACR	R\$ 181,67 / MWh	1ºset - IPCA
EOL Carcará	100% ACR	R\$ 181,67 / MWh	1ºset - IPCA
EOL Corrupião 3	100% ACR	R\$ 181,67 / MWh	1ºset - IPCA
EOL Teiú 2	100% ACR	R\$ 181,67 / MWh	1ºset - IPCA
EOL Coqueirinho 2	100% ACR	R\$ 214,23 / MWh	1ºjan - IPCA
EOL Papagaio	100% ACR	R\$ 213,39 / MWh	1ºjan - IPCA
EOL Tamanduá Mirim 2	100% ACR	R\$ 208,91 / MWh	1ºjan - IPCA

A partir de 2023, a parcela de energia vinculada ao regime de cotas será descotizada na proporção de 20% ao ano de acordo com a Lei 14.182/2021 que trata da desestatização da Eletrobras.

## MODERNIZAÇÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO

Em 2023, a Companhia investiu cerca de R\$ 672 milhões no sistema de Geração, sendo 624 milhões nas usinas hidrelétricas sob concessão e em regime de cotas, para manter os níveis operacionais de continuidade e disponibilidade satisfatórios ao atendimento da demanda, com destaque para as seguintes realizações:

- Usina de Sobradinho: modernização e digitalização da usina, em andamento, em que já foi finalizada a elaboração do Projeto Executivo pela empresa contratada, iniciada as obras eletromecânicas e civis dos serviços auxiliares, vertedouro, tomada d'água e a primeira parada de máquinas aconteceu em 31/10/2022, a segunda máquina foi parada em 13/03/23 e iniciada a modernização. As duas unidades estão sendo modernizadas paralelamente;
- Usina Paulo Afonso IV: modernização e digitalização da usina, foi concluída a elaboração do Projeto Executivo, iniciada as obras eletromecânicas e civis dos serviços auxiliares, vertedouro, tomada d'água e a parada da primeira máquina ocorreu em 16/01/2023, a segunda parada de máquina ocorreu em 15/12/23 e as duas unidades estão sendo modernizadas paralelamente.
- Usinas de Xingó (UXG), Paulo Afonso IV (USQ), Apolônio Sales (UAS), Luiz Gonzaga (ULG) e Paulo Afonso I, II, III (UPA): Modernização de 40 equipamentos de elevação e transporte. Até 2022 já haviam sido modernizados os equipamentos de elevação das usinas de Paulo Afonso IV e Apolônio Sales. Foram ainda executados diversos serviços de adequação e manutenção no Sistema de Geração em operação, objetivando a eliminação de pendências técnicas, legais e ambientais, além de substituição de equipamentos e componentes por obsolescência ou final de vida útil.

Além dos investimentos acima, no sentido de manter a continuidade dos serviços, foram realizadas as seguintes ações:

- Usina Sobradinho: Continuação da modernização das unidades geradoras
- Usina Paulo Afonso II: Continuidade da modernização da unidade geradora G8 e equipamentos da tomada d'água;

- Usina Paulo Afonso III: Execução dos serviços de recuperação do gerador da unidade geradora G12;
- Usina Paulo Afonso IV: Substituição de 12 transformadores elevadores e conclusão do projeto de substituição dos 20 transformadores elevadores; início da modernização da primeira unidade geradora;
- Usina Luiz Gonzaga: Modernização dos RDPs das unidades geradoras e substituição de um servomotor da comporta de da tomada d'água da 01G3;
- Usina Xingó: Início da execução dos serviços de implantação de instalação de sistema de rebaixamento para operação das unidades como compensador síncrono e implantação de melhorias nas vedações das aletas móveis do distribuidor; contratação de fornecimento e serviço para modernização do serviço auxiliar e automação da usina;
- Apolônio Sales: Modernização da proteção do gerador nas unidades geradoras 01G1 e 01G2;
- Paulo Afonso I, II e III: Contratação de fornecimento e serviços de modernização dos reguladores de velocidade das unidades geradoras.

Além destas modernizações relacionadas foram executados diversos serviços de adequação e manutenção no Sistema de Geração em operação, objetivando a eliminação de pendências técnicas, legais e ambientais, bem como a substituição de equipamentos e componentes por obsolescência ou vida útil esgotada.

## GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

---

Com um amplo e diversificado parque de geração e transmissão de energia elétrica nos estados do Nordeste, tendo edificações muitas delas na região semiárida, favorável à geração solar fotovoltaica, a Chesf desenvolveu em 2018 e 2019 projetos para implantação de sistemas de minigeração de energia em instalações próprias.

Esta iniciativa, intitulada de Programa Conta Zero, consiste na implantação de projetos de minigeração fotovoltaica em subestações e em regime de condomínio solar (autoconsumo remoto). O Programa lança mão de espaços físicos disponíveis e das conexões elétricas existentes nas instalações mais viáveis. Em 2019, teve início a implantação de 3 dos 6 empreendimentos previstos e distribuídos nos estados do nordeste (AL, CE, PB, PE, PI e RN), que totalizam 4,8 MWac em sistemas e que resultarão numa significativa redução de custos operacionais. Ao final de 2023 todas as 6 usinas do programa foram concluídas e encontram-se em operação.

Este Programa se mostra como uma opção de fonte limpa e renovável para suprimento complementar da energia elétrica dos serviços auxiliares de subestações e usinas. Em alguns casos, por meio da associação com sistemas de armazenamento, a confiabilidade e a segurança operativa poderão ser ampliadas das instalações beneficiadas com o sistema. Esse programa reduz gastos com energia elétrica das instalações, além de contribuir para incentivar o uso de fonte renovável, sintonizada com políticas de combate às mudanças de clima.

Esta alternativa tecnológica se tornou viável pelas Resoluções Normativas ANEEL nº 482/2012 e nº 678/2016.

## TRANSMISSÃO

---

Em 31/12/2023, a Concessionária detinha 143 subestações de transmissão (sendo 19 de propriedade de terceiros e que possui ativos) e 22.042,90 km de linhas de transmissão, nas tensões de 500, 230, 138 e 69kV, que transporta tanto a energia gerada pelas usinas próprias quanto a recebida do Sistema Interligado Nacional – SIN.

O quadro a seguir apresenta as características físicas de cada linha de transmissão e subestação.

**Tabela 7 - Linhas de Transmissão e subestações em Operação - Características Físicas**

Linha de Transmissão / Subestação	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início Operação Comercial	Vencimento da Outorga
<b>Integral</b>			<b>22.042,90</b>	<b>79.864,39</b>		
LT 069 kV ABAIXADORA /MOXOTO C-1 BA	C1	69	5,3		out/70	dez/42
LT 069 kV ABAIXADORA /ZEBU C-1 BA/AL	C1	69	5,4		out/72	dez/42
LT 069 kV CAMACARI II /CAMACARI II C-1 BA	C1	69	0,7		jun/60	dez/42
LT 069 kV CATU /COTEGIPE C-1 BA	C1	69	48,7		jun/60	dez/42
LT 069 kV CATU /COTEGIPE C-2 BA	C2	69	48,7		jun/60	dez/42
LT 069 kV COTEGIPE/ITINGA C-2 BA	C2	69	10,364		jun/60	dez/42
LT 069 kV MATATU /PITUACU C-1 BA	C1	69	7,5		jun/60	dez/42
LT 069 kV MATATU /PITUACU C-2 BA	C2	69	7,4		jun/60	dez/42
LT 069 kV PEDRA /JEQUIE C-1 BA	C1	69	20,54		nov/78	dez/42
LT 069 kV PITUACU /LAURO DE FREITAS C-1 BA	C1	69	11,779		jun/60	dez/42
LT 069 kV RECIFE II/PIRAPAMA C-2 PE	C2	69	21,3		jan/65	dez/42
LT 069 kV ZEBU /MOXOTO C-1 BA	C1	69	7,2		abr/83	dez/42
LT 138 kV ACU II /SAN.MATOS II C-1 RN	C1	138	49,6		dez/67	dez/42
LT 138 kV C.GRANDE II /PILOES C-1 PB	C1	138	79,3		jan/68	dez/42
LT 138 kV C.GRANDE II /SANTA CRUZ II C-1 PB/RN	C1	138	117,2		out/67	dez/42
LT 138 kV CUR.NOVOS II /SANTA CRUZ II C-1 RN	C1	138	55		out/65	dez/42
LT 138 kV PARAISO /SANTA CRUZ II C-1 RN	C1	138	8,6		jan/68	dez/42
LT 138 kV PILOES /PARAISO C-1 PB/RN	C1	138	107,9		jan/18	dez/42
LT 138 kV SAN.MATOS II /CUR.NOVOS II C-1 RN	C1	138	38,8		dez/67	dez/42
LT 138 kV USINA PA-II /ZEBU C-1 BA	C1	138	6		dez/64	dez/42
LT 230 kV ACU III /ACU II C-1 RN	C1	230	15,17		nov/21	dez/42
LT 230 kV ACU III /ACU II C-2 RN	C2	230	17,97		dez/21	dez/42
LT 230 kV ALAGOINHAS II /CATU C-1 BA	C1	230	38,79		abr/23	dez/42
LT 230 kV ANGELIM /MESSIAS C-1 PE/AL	C1	230	78,9		abr/77	dez/42
LT 230 kV ANGELIM /MESSIAS C-2 PE/AL	C2	230	78,5		out/76	dez/42
LT 230 kV ANGELIM /MESSIAS C-3 PE/AL	C3	230	79,1		ago/86	dez/42
LT 230 kV ANGELIM /RECIFE II C-1 PE	C1	230	171,7		jan/61	dez/42
LT 230 kV ANGELIM /RIBEIRAO C-1 PE	C1	230	115,7		jan/53	dez/42
LT 230 kV ANGELIM /RIBEIRAO C-2 PE	C2	230	115,2		ago/19	dez/42
LT 230 kV ANGELIM /TACAIMBO C-1 PE	C1	230	63,9		mar/63	dez/42
LT 230 kV ANGELIM /TACAIMBO C-2 PE	C2	230	64,1		mar/73	dez/42
LT 230 kV ANGELIM /TACAIMBO C-3 PE	C3	230	65,7		jun/98	dez/42
LT 230 kV AQUIRAZ II /FORTALEZA C-1 CE	C1	230	30,1		ago/78	dez/42
LT 230 kV AQUIRAZ II /FORTALEZA C-2 CE	C2	230	29,97		out/20	dez/42
LT 230 kV AQUIRAZ II /FORTALEZA C-3 CE	C3	230	30,1		nov/20	dez/42
LT 230 kV AQUIRAZ II/(FORTALEZA-LIBRA) C1 CE	C1	230	1,5		dez/91	dez/42
LT 230 kV ARAPIRACA III /PENEDO C-1 AL	C1	230	89,6		jan/98	dez/42
LT 230 kV B. ESPERANCA /TERESINA C-1 PI	C1	230	198		mar/70	dez/42
LT 230 kV B. ESPERANCA /TERESINA C-2 PI	C2	230	198		dez/81	dez/42
LT 230 kV B.JESUS LAPA /TABOCAS DO B. VELHO C-1 BA	C1	230	124		mai/19	dez/42
LT 230 kV BANABUIU /AQUIRAZ II C-1 CE	C1	230	181,8		ago/78	dez/42
LT 230 kV BANABUIU /AQUIRAZ II C-2 CE	C2	230	182,03		out/20	dez/42
LT 230 kV BANABUIU /AQUIRAZ II C-3 CE	C3	230	182,09		nov/20	dez/42
LT 230 kV BANABUIU /ICO C-1 CE	C1	230	124,7		dez/77	dez/42
LT 230 kV BANABUIU /MOSSORO II C-1 CE/RN	C1	230	177,2		jul/03	dez/42
LT 230 kV BANABUIU /RUSSAS II C-1 CE	C1	230	111,97		mai/71	dez/42
LT 230 kV BANABUIU-ALEX,C1	C1	230	112		ago/21	dez/42
LT 230 kV BARREIRAS II /BARREIRAS C-1 BA	C1	230	21		jun/19	dez/42
LT 230 kV BOM NOME /MILAGRES C-1 PE/CE	C1	230	83,7		set/61	dez/42
LT 230 kV BOM NOME /MILAGRES C-3 PE/CE	C3	230	83,9		set/79	dez/42
LT 230 kV BONGI /ACONORTE C-1 PE	C1	230	6		ago/76	dez/42

LT 230 kV BONGI /JOAIRAM C-1 PE	C1	230	6,3		jan/53	dez/42
LT 230 kV BONGI /JOAIRAM C-2 PE	C2	230	6,4		jan/67	dez/42
LT 230 kV BONGI /JOAIRAM C-3 PE	C3	230	6,4		jan/61	dez/42
LT 230 kV BROT.MACAUBAS /B.JESUS LAPA C-1 BA	C1	230	204,6		set/81	dez/42
LT 230 kV BRUMADO II /IBICOARA C-1 BA	C1	230	94,5		mar/12	jun/37
LT 230 kV C.GRANDE II /COTEMINAS C-1 PB	C1	230	2,5		out/99	dez/42
LT 230 kV C.GRANDE II /PARAISO C-1 PB/RN	C1	230	119		jan/18	dez/42
LT 230 kV C.GRANDE II /PARAISO C-2 PB/RN	C2	230	118,1		jan/18	dez/42
LT 230 kV C.GRANDE III /C.GRANDE II C-1 PB	C1	230	10,6		out/19	out/41
LT 230 kV C.GRANDE III /C.GRANDE II C-2 PB	C2	230	10,6		out/99	dez/42
LT 230 kV C.GRANDE III /C.GRANDE II C-3 PB	C3	230	9,8		out/02	dez/42
LT 230 kV C.GRANDE III /EXTREMOZ II C-2 PB/RN	C2	230	191,32		dez/19	dez/42
LT 230 kV CAMACARI II /BRAS.C.SODA C-1 BA	C1	230	7,2		mai/92	dez/42
LT 230 kV CAMACARI II /BRASKEM C-1 BA	C1	230	6		dez/15	dez/42
LT 230 kV CAMACARI II /BRASKEM C-2 BA	C2	230	6		dez/15	dez/42
LT 230 kV CAMACARI II /CARAIBAS C-1 BA	C1	230	3,2		fev/82	dez/42
LT 230 kV CAMACARI II /COTEGIPE C-2 BA	C2	230	23,5		out/76	dez/42
LT 230 kV CAMACARI II /G.MANGABEIRA C-1 BA	C1	230	83,7		set/82	dez/42
LT 230 kV CAMACARI II /MATATU C-1 BA	C1	230	47		ago/53	dez/42
LT 230 kV CAMACARI II /PITUACU C-2 BA	C2	230	39,2		jan/02	dez/42
LT 230 kV CAMAÇARI II /FEIRA DE SANTANA III C-1 BA	C1	230	94,95		set/22	dez/42
LT 230 kV CAMACARI IV /COTEGIPE C-1 BA	C1	230	22,9		jun/70	dez/42
LT 230 kV CAMACARI IV /JACARACANGA C-1 BA	C1	230	19,2		jul/77	dez/42
LT 230 kV CAMACARI IV /JACARACANGA C-2 BA	C2	230	19,2		mar/77	dez/42
LT 230 kV CAMACARI IV /PITUACU C-1 BA	C1	230	39,2		out/84	dez/42
LT 230 kV CAMPO FORMOSO /OUROLANDIA II C-1 BA	C1	230	103,44		set/81	dez/42
LT 230 kV CASA NOVA II /SOBRADINHO C-1 BA	C1	230	67,1		set/17	dez/42
LT 230 kV CATU /CAMACARI IV C-1 BA	C1	230	25		jun/70	dez/42
LT 230 kV CATU /CAMACARI IV C-2 BA	C2	230	25		ago/53	dez/42
LT 230 kV CATU /G.MANGABEIRA C-1 BA	C1	230	77,2		ago/67	dez/42
LT 230 kV CAUIPE /FORTALEZA II C-1 CE	C1	230	58		nov/03	dez/42
LT 230 kV CAUIPE /FORTALEZA II C-3 CE	C3	230	58,2		nov/73	dez/42
LT 230 kV CAUIPE /MARACANAU C-1 CE	C1	230	39,34		mai/22	dez/42
LT 230 kV CAUIPE /SOBRAL II C-1 CE	C1	230	177,4		jun/01	dez/42
LT 230 kV CEARA MIRIM II /EXTREMOZ II C-1 RN	C1	230	19,2		out/19	out/41
LT 230 kV CEARA MIRIM II /EXTREMOZ II C-2 RN	C2	230	31,4		fev/14	nov/40
LT 230 kV CEARA MIRIM II /JOAO CAMARA II C-1 RN	C1	230	74,5		fev/14	nov/40
LT 230 kV CIC. DANTAS /ALAGOINHAS II C-1 BA	C1	230	163,21		abr/23	dez/42
LT 230 kV CIC. DANTAS /CATU C-1 BA	C1	230	200,7		mar/68	dez/42
LT 230 kV COTEGIPE /JACARACANGA C-1 BA	C1	230	15,2		dez/71	dez/42
LT 230 kV COTEGIPE /MATATU C-1 BA	C1	230	30		mai/77	dez/42
LT 230 kV COTEMINAS /LAGOA DO CARRO C-1 PB/PE	C1	230	96,17		set/20	dez/42
LT 230 kV DELM. GOUVEIA /FORTALEZA II C-1 CE	C1	230	7,1		jun/89	dez/42
LT 230 kV DELM. GOUVEIA /FORTALEZA II C-2 CE	C2	230	7,1		jun/89	dez/42
LT 230 kV EUNAPOLIS /TEIX. FREITAS II C-1 BA	C1	230	145,01		mar/19	out/38
LT 230 kV EUNAPOLIS /TEIX. FREITAS II C-2 BA	C2	230	144,8		abr/19	ago/39
LT 230 kV EXTREMOZ II /NATAL III C-1 RN	C1	230	17		fev/14	dez/42
LT 230 kV EXTREMOZ II /NATAL III C-2 RN	C2	230	15		dez/19	dez/42
LT 230 kV FLORESTA II /BOM NOME C-2 PE	C2	230	92,2		dez/74	dez/42
LT 230 kV FORTALEZA /FORTALEZA II C-1 CE	C1	230	0,3		fev/00	dez/42
LT 230 kV FORTALEZA /FORTALEZA II C-2 CE	C2	230	0,3		fev/00	dez/42
LT 230 kV FORTALEZA /FORTALEZA II C-3 CE	C3	230	0,3		out/05	dez/42
LT 230 kV FORTALEZA II /PICI II C-1 CE	C1	230	27,5		mai/09	dez/42
LT 230 kV FORTALEZA II /PICI II C-2 CE	C2	230	27,5		mai/09	dez/42
LT 230 kV FUNIL /ITAPEBI C-1 BA	C1	230	198,16		jul/90	dez/42
LT 230 kV FUNIL/ITABUNA III C1 BA/BA	C1	230	99,2		nov/21	dez/42

LT 230 kV G.MANGABEIRA /SAPEACU C-1 BA	C1	230	22,63		dez/68	dez/42
LT 230 kV G.MANGABEIRA /SAPEACU C-2 BA	C2	230	22,5		fev/84	dez/42
LT 230 kV G.MANGABEIRA /SAPEACU C-3 BA	C3	230	22,6		fev/84	dez/42
LT 230 kV G.MANGABEIRA/FEIRA DE SANTANA III C-1 BA	C1	230	97,72		set/22	dez/42
LT 230 kV GARANHUNS II /ANGELIM C-1 PE	C1	230	12,3		jan/61	dez/42
LT 230 kV GARANHUNS II /ANGELIM C-2 PE	C2	230	11,6		dez/73	dez/42
LT 230 kV GOIANINHA /C.GRANDE II C-1 PE/PB	C1	230	99,3		fev/70	dez/42
LT 230 kV GOIANINHA /JOÃO PESSOA II C-1 PE/PB	C1	230	45,67		out/22	dez/42
LT 230 kV GOIANINHA /JOÃO PESSOA II C-2 PE/PB	C2	230	45,67		set/22	dez/42
LT 230 kV GPEXPAN/PINDAÍ C-1 BA	C1	230	3,4		abr/21	dez/42
LT 230 kV IBIAPINA II /SOBRAL II C-1 CE	C1	230	103		ago/73	dez/42
LT 230 kV ICO /MILAGRES C-1 CE	C1	230	103,4		dez/77	dez/42
LT 230 kV IGAPORA II /B.J.LAPA II C-1 BA	C1	230	115		mai/14	nov/40
LT 230 kV IGAPORA II /IGAPORA III C-1 BA	C1	230	5,4		out/15	mai/42
LT 230 kV IGAPORA II /IGAPORA III C-2 BA	C2	230	5,4		out/15	mai/42
LT 230 kV IGAPORA III /PINDAI II C-1 BA	C1	230	49,5		out/15	mai/42
LT 230 kV IRECE /BROT.MACAUBAS C-1 BA	C1	230	135,4		set/81	dez/42
LT 230 kV ITABAIANA /ITABAIANINHA C-1 SE	C1	230	76,8		ago/53	dez/42
LT 230 kV ITABAIANA /JARDIM C-1 SE	C1	230	44		ago/79	dez/42
LT 230 kV ITABAIANA /JARDIM C-2 SE	C2	230	44		ago/79	dez/42
LT 230 kV ITABAIANINHA /CATU C-1 SE/BA	C1	230	143,9		ago/53	dez/42
LT 230 kV ITABUNA III/ITAPEBI C1 BA/BA	C1	230	146,07		nov/21	dez/42
LT 230 kV ITAPEBI /EUNAPOLIS C-1 BA	C1	230	47		jul/90	dez/42
LT 230 kV ITAPEBI /EUNAPOLIS C-2 BA	C2	230	47		jul/90	dez/42
LT 230 kV JABOATAO II /PIRAPAMA II C-1 PE	C1	230	34		jun/80	dez/42
LT 230 kV JACARACANGA /ALCAN C-1 BA	C1	230	1,41		mai/83	dez/42
LT 230 kV JACARACANGA /DOW QUIMICA C-1 BA	C1	230	7,9		jul/77	dez/42
LT 230 kV JACARACANGA /DOW QUIMICA C-2 BA	C2	230	7,8		mar/77	dez/42
LT 230 kV JAGUARARI-SE /SR.BONFIM II C-1 BA	C1	230	80,7		jan/80	dez/42
LT 230 kV JARDIM/CIA VALE DO RIO DOCE C-1 SE	C1	230	0,8		fev/07	dez/42
LT 230 kV JOÃO PESSOA II/MUSSURÉ II C-1 PB	C1	230	5,55		set/22	dez/42
LT 230 kV JOÃO PESSOA II/MUSSURÉ II C-2 PB	C2	230	5,55		set/22	dez/42
LT 230 kV JUAZEIRO II /JAGUARARI-SE C-1 BA	C1	230	88		jan/80	dez/42
LT 230 kV JUAZEIRO II /SR.BONFIM II C-1 BA	C1	230	148,6		abr/81	dez/42
LT 230 kV LAGOA DO CARRO /PAU FERRO C-1 PE	C1	230	50,29		set/20	dez/42
LT 230 kV MARACANAU /FORTALEZA II C-1 CE	C1	230	20,63		mai/22	dez/42
LT 230 kV MESSIAS /MACEIO C-1 AL	C1	230	25,9		nov/96	dez/42
LT 230 kV MESSIAS /MACEIO C-2 AL	C2	230	25,9		nov/96	dez/42
LT 230 kV MESSIAS /MACEIO II C-1 AL	C1	230	19,91		fev/19	mai/42
LT 230 kV MESSIAS /MACEIO II C-2 AL	C2	230	19,87		fev/19	mai/42
LT 230 kV MESSIAS /RIO LARGO II C-1 AL	C1	230	11,9		ago/86	dez/42
LT 230 kV MESSIAS /RIO LARGO II C-2 AL	C2	230	11,6		out/76	dez/42
LT 230 kV MESSIAS /RIO LARGO II C-3 AL	C3	230	11,6		abr/77	dez/42
LT 230 kV MILAGRES /BANABUIU C-1 CE	C1	230	225,9		fev/65	dez/42
LT 230 kV MILAGRES /BANABUIU C-2 CE	C2	230	225,1		dez/77	dez/42
LT 230 kV MILAGRES /COREMAS C-1 CE/PB	C1	230	119,4		nov/86	dez/42
LT 230 kV MILAGRES /COREMAS C-2 CE/PB	C2	230	119,8		jun/09	mar/35
LT 230 kV MILAGRES /TAUA II C-1 CE	C1	230	208,1		dez/07	mar/35
LT 230 kV MORRO CHAPEU II /IRECE C-1 BA	C1	230	64,1		dez/17	out/41
LT 230 kV MOSSORÓ II-AÇU III, C1	C1	230	62,67		nov/21	dez/42
LT 230 kV MOSSORÓ II-AÇU III, C2	C2	230	64,34		dez/21	nov/40
LT 230 kV MOSSORÓ II-ALEX,C1	C1	230	74		ago/21	dez/42
LT 230 kV MOSSORO IV /MOSSORO II C-1 RN	C1	230	36,1		out/17	mai/42
LT 230 kV N.S.SOCORRO /FAFEN C-1 SE	C1	230	11,9		fev/21	dez/42
LT 230 kV N.S.SOCORRO /JARDIM C-1 SE	C1	230	1		fev/21	mai/42
LT 230 kV N.S.SOCORRO /JARDIM C-2 SE	C2	230	1,2		fev/19	mai/42

LT 230 kV N.S.SOCORRO /PENEDO C-1 SE/AL	C1	230	110,2		mar/14	mar/38
LT 230 kV NATAL III /NATAL II C-1 RN	C1	230	11,6		out/99	dez/42
LT 230 kV NATAL III /NATAL II C-2 RN	C2	230	11,6		out/02	dez/42
LT 230 kV OLINDINA /RL (CIC. DANTAS / CATU) C-1 BA	C1	230	0,2		mai/80	dez/42
LT 230 kV OLINDINA /RL (CIC. DANTAS / CATU) C-2 BA	C2	230	0,2		mai/80	dez/42
LT 230 kV OUROLANDIA II /IRECE C-1 BA	C1	230	86,6		set/81	dez/42
LT 230 kV P. AFONSO IV /P.AFONSO III C-1 BA/AL	C1	230	1,1		out/79	dez/42
LT 230 kV P. AFONSO IV /P.AFONSO III C-2 BA/AL	C2	230	1,4		fev/81	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /BOM NOME C-3 AL/PE	C3	230	170,8		nov/78	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /CIC. DANTAS C-1 AL/BA	C1	230	134,2		mar/68	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /CIC. DANTAS C-2 AL/BA	C2	230	133,8		jun/72	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /FLORESTA II C-2 AL/PE	C2	230	79		dez/74	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /GARANHUNS II C-2 AL/PE	C2	230	209,3		jan/67	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /GARANHUNS II C-3 AL/PE	C3	230	209,3		jan/61	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /GARANHUNS II C-4 AL/PE	C4	230	214,1		dez/73	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /ITABAIANA C-1 AL/SE	C1	230	162,5		abr/87	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /ITABAIANA C-2 AL/SE	C2	230	162,5		set/85	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /TACARUTU C-1 AL/PE	C1	230	47,4		out/61	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-I C-1 AL/BA	C1	230	0,6		jan/55	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-I C-2 AL/BA	C2	230	0,6		jan/55	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-II C-1 AL/BA	C1	230	0,7		out/61	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-II C-3 AL/BA	C3	230	1,34		mai/67	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-II C-4 AL/BA	C4	230	0,85		mai/67	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-II C-5 AL/BA	C5	230	0,7		dez/67	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-III C-1 AL/BA	C1	230	0,6		abr/72	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-III C-2 AL/BA	C2	230	0,6		out/71	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-III C-3 AL/BA	C3	230	0,6		abr/74	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-III C-4 AL/BA	C4	230	0,6		ago/74	dez/42
LT 230 kV P.AFONSO III /ZEBU C-1 AL	C1	230	5,6		ago/12	ago/39
LT 230 kV P.AFONSO III /ZEBU C-2 AL	C2	230	5,4		ago/12	ago/39
LT 230 kV PARAISO /ACU II C-2 RN	C2	230	132,8		set/10	jun/37
LT 230 kV PARAISO /ACU II C-3 RN	C3	230	132,79		set/22	nov/40
LT 230 kV PARAISO /LAGOA NOVA II C-1 RN	C1	230	65,4		dez/16	out/41
LT 230 kV PARAISO /NATAL II C-1 RN	C1	230	97,2		abr/79	dez/42
LT 230 kV PARAISO /NATAL II C-2 RN	C2	230	96,2		mai/79	dez/42
LT 230 kV PAU FERRO /C.GRANDE II C-2 PE/PB	C2	230	125,9		out/99	dez/42
LT 230 kV PAU FERRO /GOIANINHA C-1 PE	C1	230	41		mai/19	dez/42
LT 230 kV PAU FERRO /MIRUEIRA II C-1 PE	C1	230	22,73		out/99	dez/42
LT 230 kV PAU FERRO /MIRUEIRA II C-2 PE	C2	230	22,73		mai/19	dez/42
LT 230 kV PAU FERRO /SANTA RITA II C-1 PE/PB	C1	230	84,84		jan/21	ago/39
LT 230 kV Paulo Afonso III-Santana II, C1	C1	230	106,79		set/21	dez/42
LT 230 kV PICOS /TAUA II C-1 PI/CE	C1	230	183,2		fev/13	jun/37
LT 230 kV PIRAPAMA II /SUAPE II C-1 PE	C1	230	20,9		dez/12	jan/39
LT 230 kV PIRAPAMA II /SUAPE II C-2 PE	C2	230	20,9		dez/12	jan/39
LT 230 kV PIRIPIRI /BIAPINA II C-1 PI/CE	C1	230	86		ago/73	dez/42
LT 230 kV PITUACU /NARANDIBA C-1 BA	C1	230	3,6		nov/83	dez/42
LT 230 kV PITUACU /NARANDIBA C-2 BA	C2	230	3,6		nov/83	dez/42
LT 230 kV PITUACU /RL (COTEGIPE / MATATU) C-1 BA/PE	C1	230	0,3		jan/77	dez/42
LT 230 kV QUIXERE /MOSSORO II C-1 CE/RN	C1	230	50,21		abr/81	dez/42
LT 230 kV RECIFE II /GOIANINHA C-1 PE	C1	230	71,4		fev/72	dez/42
LT 230 kV RECIFE II /GOIANINHA C-2 PE	C2	230	71,5		fev/72	dez/42
LT 230 kV RECIFE II /JABOATAO II C-1 PE	C1	230	16		jun/80	dez/42
LT 230 kV RECIFE II /JOAIRAM C-1 PE	C1	230	7,4		jan/67	dez/42
LT 230 kV RECIFE II /JOAIRAM C-2 PE	C2	230	7,4		jan/67	dez/42
LT 230 kV RECIFE II /JOAIRAM C-3 PE	C3	230	7,4		jan/61	dez/42
LT 230 kV RECIFE II /MIRUEIRA C-1 PE	C1	230	31		jun/80	dez/42

LT 230 kV RECIFE II /MIRUEIRA C-2 PE	C2	230	31,5		jun/80	dez/42
LT 230 kV RECIFE II /MIRUEIRA C-3 PE	C3	230	31,5		jun/86	dez/42
LT 230 kV RECIFE II /PAU FERRO C-1 PE	C1	230	33,2		set/04	dez/42
LT 230 kV RECIFE II /PAU FERRO C-2 PE	C2	230	33,2		set/04	dez/42
LT 230 kV RECIFE II /PIRAPAMA II C-2 PE	C2	230	27,8		jun/80	dez/42
LT 230 kV RIBEIRAO /RECIFE II C-1 PE	C1	230	56,6		jan/53	dez/42
LT 230 kV RIBEIRAO /RECIFE II C-2 PE	C2	230	56,7		ago/19	dez/42
LT 230 kV RIO LARGO II /ARAPIRACA III C-1 AL	C1	230	124,7		jan/98	dez/42
LT 230 kV RIO LARGO II /BRASKEM C-1 AL	C1	230	23,2		jun/76	dez/42
LT 230 kV RUSSAS II /BANABUIU C-1 CE	C1	230	110,21		dez/20	mai/42
LT 230 kV RUSSAS II /QUIXERE C-1 CE	C1	230	25,4		abr/81	dez/42
LT 230 kV S.JOAO PIAUI /ELISEU MARTIN C-1 PI	C1	230	172,9		fev/98	dez/42
LT 230 kV S.JOAO PIAUI /PICOS C-1 PI	C1	230	167,8		jul/85	dez/42
LT 230 kV SANTA RITA II/JOÃO PESSOA II C-1 PB	C1	230	13,08		set/22	dez/42
LT 230 kV SANTA RITA II/JOÃO PESSOA II C-2 PB	C2	230	13,08		set/22	dez/42
LT 230 kV Santana II-Angelim, C1	C1	230	155,74		set/21	dez/42
LT 230 kV SAO LUIS II /SAO LUIS III C-2 MA	C2	230	34,28		out/21	jul/40
LT 230 kV SAPEACU /FUNIL C-1 BA	C1	230	195,7		dez/68	dez/42
LT 230 kV SAPEACU /STO.A.JESUS C-1 BA	C1	230	32		fev/84	dez/42
LT 230 kV SAPEACU /STO.A.JESUS C-2 BA	C2	230	32		fev/84	dez/42
LT 230 kV SOBRAL II /SOBRAL III C-1 CE	C1	230	13,8		mai/09	dez/42
LT 230 kV SOBRAL II /SOBRAL III C-2 CE	C2	230	13,8		mai/09	dez/42
LT 230 kV SOBRAL III/CCCP C-1 CE	C1	230	2,9		jun/01	dez/42
LT 230 kV SOBRAL III /ACARAU II C-1 CE	C1	230	91,3		set/15	nov/40
LT 230 kV SR.BONFIM II /CAMPO FORMOSO C-1 BA	C1	230	64,7		set/81	dez/42
LT 230 kV STO.A.JESUS /FUNIL C-1 BA	C1	230	162,6		fev/84	dez/42
LT 230 kV STO.A.JESUS /FUNIL C-2 BA	C2	230	162,1		fev/84	dez/42
LT 230 kV SUAPE II /SUAPE III C-1 PE	C1	230	3,6		dez/12	jan/39
LT 230 kV SUAPE II /SUAPE III C-2 PE	C2	230	3,6		dez/12	jan/39
LT 230 kV T. BREJO VELHO /BARREIRAS II C-1 BA	C1	230	95,8		mai/19	dez/42
LT 230 kV TACAIMBO /C.GRANDE II C-1 PE/PB	C1	230	124,7		mar/63	dez/42
LT 230 kV TACAIMBO /C.GRANDE II C-2 PE/PB	C2	230	124,7		mar/73	dez/42
LT 230 kV TACARUTU /BOM NOME C-1 PE	C1	230	137,1		out/61	dez/42
LT 230 kV TERESINA /PIRIPIRI C-1 PI	C1	230	154,7		nov/71	dez/42
LT 230 kV TERESINA II /TERESINA C-1 PI	C1	230	25,3		set/02	dez/42
LT 230 kV TERESINA II /TERESINA C-2 PI	C2	230	25,3		set/02	dez/42
LT 230 kV TERESINA II /TERESINA III C-1 PI	C1	230	22,8		out/17	dez/41
LT 230 kV TERESINA II /TERESINA III C-2 PI	C2	230	22,8		out/17	dez/41
LT 230 kV TOUROS /CEARA MIRIM II C-1 RN	C1	230	61,5		mai/17	mai/42
LT 230 kV U. A. SALES /P.AFONSO III C-1 BA/AL	C1	230	6		out/77	dez/42
LT 230 kV U. A. SALES /P.AFONSO III C-2 BA/AL	C2	230	5,7		mar/77	dez/42
LT 230 kV U.SOBRADINHO /JUAZEIRO II C-1 BA	C1	230	42,5		jan/80	dez/42
LT 230 kV U.SOBRADINHO /JUAZEIRO II C-2 BA	C2	230	42,5		abr/81	dez/42
LT 230 kV UB.ESPERANCA /B. ESPERANCA C-1 PI	C1	230	2,8		dez/80	dez/42
LT 500 kV ANGELIM II /PAU FERRO C-1 PE	C1	500	219,4		ago/77	dez/42
LT 500 kV ANGELIM II /RECIFE II C-2 PE	C2	500	170,7		mar/80	dez/42
LT 500 kV CAMACARI IV /CAMACARI II C-1 BA	C1	500	0,3		nov/12	dez/42
LT 500 kV CEARA MIRIM II /C.GRANDE III C-1 RN/PB	C1	500	192,37		out/19	out/41
LT 500 kV FUTURA / U.SOBRADINHO C 1 BA	C1	500	34,71		mar/23	dez/42
LT 500 kV GARANHUNS II /ANGELIM II C-1 PE	C1	500	13,2		fev/77	dez/42
LT 500 kV JARDIM /CAMACARI IV C-1 SE/BA	C1	500	249,6		mai/00	dez/42
LT 500 kV JEREMOABO/OLINDINA C-1	C1	500	128,277		fev/23	dez/42
LT 500 kV JOAO CAMARA III /CEARA MIRIM II C-1 RN	C1	500	63,6		out/19	out/41
LT 500 kV JUAZEIRO III / FUTURA C 1 BA	C1	500	32,54		mar/23	dez/42
LT 500 kV L.GONZAGA /US. L.GONZAGA C-1 PE	C1	500	0,6		mai/79	dez/42
LT 500 kV L.GONZAGA /US. L.GONZAGA C-2 PE	C2	500	0,6		mai/79	dez/42

LT 500 kV L.GONZAGA /US. L.GONZAGA C-3 PE	C3	500	0,6		mai/79	dez/42
LT 500 kV MESSIAS /SUAPE II C-1 AL/PE	C1	500	176,6		dez/98	dez/42
LT 500 kV MILAGRES /QUIXADA C-1 CE	C1	500	268		set/03	dez/42
LT 500 kV OLINDINA /CAMACARI II C-1 BA	C1	500	147,2		out/76	dez/42
LT 500 kV OLINDINA /CAMACARI II C-2 BA	C2	500	146,9		set/78	dez/42
LT 500 kV OLINDINA /US. L.GONZAGA C-1 BA/PE	C1	500	248,6		mai/76	dez/42
LT 500 kV P. AFONSO IV /ANGELIM II C-1 BA/PE	C1	500	221,5		jul/79	dez/42
LT 500 kV P. AFONSO IV /US. L.GONZAGA C-1 BA/PE	C1	500	37,4		out/79	dez/42
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-1 BA	C1	500	0,6		dez/79	dez/42
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-2 BA	C2	500	0,6		mai/80	dez/42
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-3 BA	C3	500	0,6		out/80	dez/42
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-4 BA	C4	500	0,6		jul/81	dez/42
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-5 BA	C5	500	0,6		dez/81	dez/42
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-6 BA	C6	500	0,6		mai/83	dez/42
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA XINGO C-1 BA/AL	C1	500	53,8		fev/93	dez/42
LT 500 kV PAU FERRO /RECIFE II C-1 PE	C1	500	114,5		ago/77	dez/42
LT 500 kV PAULO AFONSO IV/JEREMOABO C-1	C1	500	83,88		fev/23	dez/42
LT 500 kV PECÉM II /FORTALEZA II C-1 CE	C1	500	73,1		mai/00	dez/42
LT 500 kV QUIXADA /FORTALEZA II C-1 CE	C1	500	136,5		set/03	dez/42
LT 500 kV S.JOAO PIAUI /B. ESPERANCA C-1 PI	C1	500	233,5		dez/80	dez/42
LT 500 kV SOBRAL III /PECÉM II C-1 CE	C1	500	176,6		mai/00	dez/42
LT 500 kV SUAPE II /RECIFE II C-1 PE	C1	500	45,46		dez/98	dez/42
LT 500 kV TERESINA II /P.DUTRA C-1 PI/MA	C1	500	207,9		mai/00	dez/42
LT 500 kV TERESINA II /P.DUTRA C-2 PI/MA	C2	500	207,7		abr/03	dez/42
LT 500 kV TERESINA II /TIANGUA II C-1 PI/CE	C1	500	267,7		set/19	dez/42
LT 500 kV TIANGUA II /SOBRAL III C-1 CE	C1	500	100,5		set/19	dez/42
LT 500 kV U.SOBRADINHO /S.JOAO PIAUI C-1 BA/PI	C1	500	211		dez/80	dez/42
LT 500 kV U.SOBRADINHO /SOBRADINHO C-1 BA	C1	500	0,4		out/79	dez/42
LT 500 kV U.SOBRADINHO /SOBRADINHO C-2 BA	C2	500	0,33		out/79	dez/42
LT 500 kV U.SOBRADINHO /SOBRADINHO C-3 BA	C3	500	0,28		out/79	dez/42
LT 500 kV US. L.GONZAGA /GARANHUNS II C-2 PE	C2	500	238,7		fev/77	dez/42
LT 500 kV US. L.GONZAGA /JUAZEIRO III C-1 PE/BA	C1	500	253,1		out/79	dez/42
LT 500 kV US. L.GONZAGA /MILAGRES C-1 PE/CE	C1	500	230,86		fev/02	dez/42
LT 500 kV US. L.GONZAGA /U.SOBRADINHO C-2 PE/BA	C2	500	316		jun/88	dez/42
LT 500 kV USINA XINGO /JARDIM C-1 AL/SE	C1	500	159,8		mai/00	dez/42
LT 500 kV USINA XINGO /MESSIAS C-1 AL	C1	500	219		fev/93	dez/42
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-1 AL	C1	500	0,9		out/95	dez/42
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-2 AL	C2	500	0,9		out/95	dez/42
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-3 AL	C3	500	0,9		out/95	dez/42
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-4 AL	C4	500	0,9		out/95	dez/42
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-5 AL	C5	500	0,8		mar/94	dez/42
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-6 AL	C6	500	0,8		nov/94	dez/42
LT 230 kV C. GRANDE III/RIACHÃO II C-1 PB	C1	230	96,266		nov/23	dez/42
LT 230 kV RIACHÃO II/EXTREMOZ C-1 PB/RN	C1	230	96,916		nov/23	dez/42
LT 230 kV ABAIARA/BOM NOME C-1 CE/PE	C1	230	81,84		nov/23	dez/42
LT 230 kV ABAIARA/MILAGRES C-1 CE/PE	C1	230	15,05		nov/23	dez/42
ABAIARA				0	nov/23	dez/42
ABAIXADORA				183	out/67	dez/42
ACARAU II				200	abr/14	nov/40
ACU II				378	nov/89	dez/42
AÇU III				0	dez/21	dez/42
ALAGOINHAS II				0	abr/23	dez/42
ALEX				0	ago/21	dez/42
ANGELIM				310	jan/56	dez/42
ANGELIM II				0	jan/80	dez/42
AQUIRAZ II				630	dez/13	jul/40

ARAPIRACA III				200	jun/13	out/40
B. ESPERANCA				127,34	nov/80	dez/42
B.J.LAPA II				0	dez/15	nov/40
B.JESUS LAPA				348,93	set/81	dez/42
BANABUIU				346,25	jan/64	dez/42
BARREIRAS				401	jun/96	dez/42
BARREIRAS II				0	out/14	dez/42
BOM NOME				510	out/63	dez/42
BONGI				530	mai/56	dez/42
BROT.MACAUBAS				0	jul/12	dez/42
BRUMADO II				0	ago/10	jun/37
C.GRANDE II				776,68	mai/64	dez/42
C.GRANDE III				1400	dez/15	out/41
CAMACARI II				3205	jan/79	dez/42
CAMACARI IV				2800	nov/12	jul/40
CAMPO FORMOSO				0	nov/17	dez/42
CASA NOVA II				240	mai/56	dez/37
CATU				300	mai/56	dez/42
CAUIPE				301	mar/01	dez/42
CEARA MIRIM II				1250	set/14	out/41
CIC. DANTAS				151	mai/56	dez/42
COREMAS				300	dez/90	dez/42
COTEGIPE				502	jan/56	dez/42
COTEMINAS				0	dez/09	dez/42
CUR.NOVOS II				88,67	nov/75	dez/42
DELM. GOUVEIA				401	jun/89	dez/42
ELISEU MARTINS				101	jan/06	dez/42
EUNAPOLIS				400	set/98	dez/42
EXTREMOZ II				200	fev/14	nov/40
FEIRA DE SANTANA III				0	set/22	dez/42
FLORESTA II				0	mai/18	dez/42
FORTALEZA				771,68	jan/64	dez/42
FORTALEZA II				2600	mai/00	dez/42
FUNIL				892,11	jan/56	dez/42
FUTURA				0	mar/23	dez/42
G.MANGABEIRA				200	mar/60	dez/42
GARANHUNS II				0	jan/61	dez/42
GOIANINHA				400	jan/61	dez/42
IBIAPINA II				200	set/16	out/41
IBICOARA				810	jan/11	jun/37
ICO				200	mai/97	dez/42
IGAPORA II				450	jun/14	nov/40
IGAPORA III				3250	dez/15	jun/42
IRECE				503,76	set/81	dez/42
ITABAIANA				300	mai/57	dez/42
ITABAIANINHA				240	fev/96	dez/42
ITABUNA III				0	nov/21	dez/42
ITAPEBI				0	jan/03	dez/42
JABOATAO II				300	mai/18	jun/42
JACARACANGA				301	jan/82	dez/42
JAGUARARI				0	jan/80	dez/42
JARDIM				2401	ago/79	dez/42
JEREMOABO				0	fev/23	dez/42
JOAIRAM				451	jul/06	dez/42
JOAO CAMARA II				540	fev/14	nov/40
JOAO CAMARA III				1950	set/14	dez/42

JOÃO PESSOA II				0	set/22	dez/42
JUAZEIRO II				402	abr/81	dez/42
JUAZEIRO III				0	mai/12	dez/42
LAGOA DO CARRO				0	set/20	dez/42
LAGOA NOVA II				450	dez/15	out/41
LUIZ GONZAGA				0	jan/74	dez/42
MACEIO				400	set/02	dez/42
MACEIO II				400	mai/12	mai/42
MARACANAÚ II				0	mai/22	dez/42
MATATU				513,33	jan/65	dez/42
MESSIAS				2001	nov/94	dez/42
MILAGRES				2472,07	jan/64	dez/42
MIRUEIRA				401	ago/78	dez/42
MIRUEIRA II				300	abr/16	jun/42
MORRO CHAPEU II				330	jul/17	out/41
MOSSORO II				420	jan/77	dez/42
MOSSORO IV				100	out/17	jun/42
MOXOTO				20	jan/72	dez/42
MULUNGU				10	mai/75	dez/42
MUSSURE II				401	mar/79	dez/42
N.S.SOCORRO				300	mai/12	mai/42
NATAL II				461	jan/79	dez/42
NATAL III				450	ago/12	ago/39
OLINDINA				120	abr/80	dez/42
OUROLANDIA II				0	jun/18	dez/42
P. AFONSO IV				1400	jan/79	dez/42
P.AFONSO III				0	mar/74	dez/42
PARAISO				200	fev/04	dez/42
PAU FERRO				401	ago/02	dez/42
PCH CUREMAS				4,2	jan/68	nov/24
PECEM II				4000	mai/97	jul/40
PEDRA				26,66	nov/78	dez/42
PENEDO				302	mai/97	dez/42
PICI II				500	mai/05	dez/42
PICOS				240	jul/92	dez/42
PILOES				0	out/12	dez/42
PINDAI II				300	dez/15	jun/42
PIRAPAMA II				400	fev/72	dez/42
PIRIPIRI				366,5	ago/73	dez/42
PITUACU				402	mar/83	dez/42
POCOES II				200	out/19	dez/42
POLO				300	jul/03	out/40
QUIXADA				0	jul/03	dez/42
QUIXERE				0	nov/14	dez/42
RECIFE II				3010	jan/79	dez/42
RIACHÃO II				0	nov/23	dez/42
RIBEIRAO				400,15	out/94	dez/42
RIO LARGO II				301	dez/62	dez/42
RUSSAS II				300	nov/82	dez/42
S.JOAO PIAUI				517,66	nov/80	dez/42
SAN.MATOS II				100	nov/75	dez/42
SANTA CRUZ II				145	mar/63	dez/42
SANTA RITA II				450	jul/12	ago/39
SANTANA II				0	set/21	dez/42
SÃO LUIS II				0	out/21	jul/40
SÃO LUIS III				0	out/21	jul/40

SAPEACU				0	mai/03	dez/42
SE GPEXPAN				200	abr/21	dez/42
SOBRADINHO				1100	jan/78	fev/52
SOBRAL II				400	nov/73	dez/42
SOBRAL III				1400	abr/00	dez/42
SR.BONFIM II				533,34	mai/81	dez/42
STO.A.JESUS				301	mar/97	dez/42
SUAPE II				1400	dez/12	jan/39
SUAPE III				300	jul/12	jan/39
TABOCAS DO BREJO VELHO				0	jun/85	dez/42
TACAIMBO				401	jun/85	dez/42
TACARUTU				0	dez/14	dez/42
TAUA II				322	dez/07	mar/35
TEIX. FREITAS II				233,31	set/19	out/38
TERESINA				590	abr/70	dez/42
TERESINA II				1500,046	mai/00	dez/42
TERESINA III				600	out/17	dez/41
TIANGUA II				0	jan/19	dez/42
TOUROS				150	mai/17	jun/42
U. A. SALES				560	jan/75	dez/42
U.SOBRADINHO				1333,3	out/79	fev/52
UB.ESPERANCA				400	mar/70	dez/42
US. FUNIL				48	jan/59	dez/42
US. L.GONZAGA				1850	nov/94	dez/42
USINA BOA ESPERANCA				280	fev/76	dez/42
USINA PA-I				225	dez/54	dez/42
USINA PA-II				550	jan/58	dez/42
USINA PA-III				1040	jan/68	dez/42
USINA PA-IV				2550	jan/77	dez/42
USINA XINGO				3700	nov/76	dez/42
XINGO				0	nov/94	dez/42
ZEBU				38,4	jul/12	dez/42
ZEBU II				300	jun/12	ago/39
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>			<b>6.130,32</b>	<b>2.100,00</b>		
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN LT Teresina II/ Sobral III/Pecem II/Fortaleza II	CS	500 kV	633,0	-	jan/06	fev/34
Interligação Elétrica do Madeira LT Porto Velho/Araraquara II/Estação Retificadora/500/600 kV/3150 MW/Estação Inversora/600/500kV/2950 MW	CS	600 kV	4.858,96	7.440,00	ago/13	fev/39
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. - LT 500 kV Luis Gonzaga – Garanhuns, LT 500 kV Garanhuns II – Campina Grande III, LT 500 kV Garanhuns II – Pau Ferro, LT 230 kV Garanhuns – Angelim I, SE Garanhuns, SE Pau Ferro	CS	500/230 kV	633,00	2.100,00	nov/15	dez/41

O sistema físico da Eletrobras Chesf é composto também por 12 subestações elevadoras das usinas que somadas às subestações de potência acima, totalizam 79.864,39 MVA (Geração + Transmissão) de capacidade de transformação.

**Tabela 8 - Linhas de Transmissão em Operação - Características Financeiras**

Linha de Transmissão	Propriedade	RAP (R\$ Mil)	RAP Proporc. (R\$ Mil)	Ano de degra da RAP	Mês Base Reajuste	Índice Correção
<b>Integral</b>		<b>2.300.166</b>	<b>2.300.166</b>			
LT 069 kV ABAIXADORA /MOXOTO C-1 BA	100%	73,95	73,95	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 069 kV ABAIXADORA /MULUNGU C-1 BA	100%	90,69	90,69	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 069 kV ABAIXADORA /ZEBU C-1 BA/AL	100%	75,35	75,35	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 069 kV CAMACARI II /CAMACARI II C-1 BA	100%	21,04	21,04	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 069 kV CATU /COTEGIPE C-1 BA	100%	777,02	777,02	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 069 kV CATU /COTEGIPE C-2 BA	100%	777,02	777,02	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 069 kV MATATU /PITUACU C-1 BA	100%	448,58	448,58	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 069 kV MATATU /PITUACU C-2 BA	100%	83,33	83,33	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 069 kV MOD.REDUZIDO /RL (ABAIXADORA / MOXOTO) C-1 BA	100%			Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 069 kV PEDRA /JEQUIE C-1 BA	100%	1.035,93	1.035,93	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 069 kV PITUACU /COTEGIPE C-1 BA	100%	228,14	228,14	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 069 kV PITUACU /COTEGIPE C-2 BA	100%	226,07	226,07	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 069 kV ZEBU /MOXOTO C-1 BA	100%	700,30	700,30	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 138 kV ACU II /SAN.MATOS II C-1 RN	100%	672,45	672,45	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 138 kV C.GRANDE II /PILOES C-1 PB	100%	2.644,38	2.644,38	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 138 kV C.GRANDE II /SANTA CRUZ II C-1 PB/RN	100%	1.257,17	1.257,17	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 138 kV PARAISO /SANTA CRUZ II C-1 RN	100%	385,79	385,79	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 138 kV PILOES /PARAISO C-1 PB/RN	100%	2.962,92	2.962,92	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 138 kV USINA PA-II /ZEBU C-1 BA	100%	97,61	97,61	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV ACU III /ACU II C-1 RN	100%	2.013,87	2.013,87	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV ACU III /ACU II C-3 RN	100%	1.815,76	1.815,76	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV ALEX /MOSSORO II C-1 CE/RN	100%	11.860,58	11.860,58	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /MESSIAS C-1 PE/AL	100%	4.843,60	4.843,60	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /MESSIAS C-2 PE/AL	100%	6.224,86	6.224,86	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /MESSIAS C-3 PE/AL	100%	10.854,51	10.854,51	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /RECIFE II C-1 PE	100%	2.667,85	2.667,85	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /RIBEIRAO C-1 PE	100%	10.214,17	10.214,17	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /RIBEIRAO C-2 PE	100%	1.814,58	1.814,58	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /TACAIMBO C-1 PE	100%	1.257,91	1.257,91	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /TACAIMBO C-2 PE	100%	1.261,85	1.261,85	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV ANGELIM /TACAIMBO C-3 PE	100%	9.015,69	9.015,69	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV AQUIRAZ II /FORTALEZA C-1 CE	100%	793,55	793,55	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV AQUIRAZ II /FORTALEZA C-2 CE	100%	2.613,93	2.613,93	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV AQUIRAZ II /FORTALEZA C-3 CE	100%	1.629,16	1.629,16	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV ARAPIRACA III /PENEDO C-1 AL	100%	5.299,99	5.299,99	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV B. ESPERANCA /TERESINA C-1 PI	100%	3.897,75	3.897,75	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV B. ESPERANCA /TERESINA C-2 PI	100%	27.170,57	27.170,57	Não Aplicável	jun/23	IPCA

LT 230 kV B.JESUS LAPA /TABOCCAS BREJO VELHO C-1 BA	100%	16.819,79	16.819,79	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV BANABUIU /ALEX C-1 CE	100%	18.536,43	18.536,43	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV BANABUIU /AQUIRAZ II C-1 CE	100%	12.015,66	12.015,66	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV BANABUIU /AQUIRAZ II C-2 CE	100%	10.010,93	10.010,93	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV BANABUIU /AQUIRAZ II C-3 CE	100%	4.441,78	4.441,78	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV BANABUIU /ICO C-1 CE	100%	7.148,12	7.148,12	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV BANABUIU /MOSSORO II C-2 CE/RN	100%	5.622,16	5.622,16	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV BANABUIU /RUSSAS II C-1 CE	100%	5.522,56	5.522,56	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV BARREIRAS II /BARREIRAS C-1 BA	100%	1.974,90	1.974,90	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV BOM NOME /MILAGRES C-1 PE/CE	100%	1.647,68	1.647,68	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV BOM NOME /MILAGRES C-2 PE/CE	100%	1.655,56	1.655,56	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV BOM NOME /MILAGRES C-3 PE/CE	100%	6.525,45	6.525,45	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV BONGI /ACONORTE C-1 PE	100%	559,99	559,99	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV BONGI /JOAIRAM C-1 PE	100%	148,82	148,82	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV BONGI /JOAIRAM C-2 PE	100%	119,33	119,33	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV BONGI /JOAIRAM C-3 PE	100%	119,33	119,33	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV BROT.MACAUBAS /B.JESUS LAPA C-1 BA	100%	42.036,23	42.036,23	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV BRUMADO II /IBICOARA C-1 BA	100%	4.525,49	4.525,49	2027	jun/23	IPCA
LT 230 kV C.GRANDE II /COTEMINAS C-1 PB	100%	265,74	265,74	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV C.GRANDE II /PARAISO C-1 PB/RN	100%	7.250,05	7.250,05	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV C.GRANDE II /PARAISO C-2 PB/RN	100%	7.305,30	7.305,30	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV C.GRANDE III /C.GRANDE II C-1 PB	100%	262,34	262,34	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV C.GRANDE III /C.GRANDE II C-2 PB	100%	335,81	335,81	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV C.GRANDE III /C.GRANDE II C-3 PB	100%	607,97	607,97	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV C.GRANDE III /EXTREMOZ II C-1 PB/RN	100%	18.724,83	18.724,83	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV C.GRANDE III /EXTREMOZ II C-2 PB/RN	100%	11.660,99	11.660,99	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /BRAS.C.SODA C-1 BA	100%	1.185,63	1.185,63	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /BRASKEM C-1 BA	100%	988,02	988,02	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /BRASKEM C-2 BA	100%	559,99	559,99	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /CARAIBAS C-1 BA	100%	570,86	570,86	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /COTEGIPE C-1 BA	100%	2.368,81	2.368,81	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /G.MANGABEIRA C-1 BA	100%	9.065,71	9.065,71	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /G.MANGABEIRA C-2 BA	100%	-	-	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /MATATU C-1 BA	100%	1.474,68	1.474,68	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /PITUACU C-1 BA	100%	4.245,83	4.245,83	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV CAMACARI IV /COTEGIPE C-1 BA	100%	1.344,86	1.344,86	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV CAMACARI IV /JACARACANGA C-1 BA	100%	2.620,96	2.620,96	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV CAMACARI IV /JACARACANGA C-2 BA	100%	2.619,49	2.619,49	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV CAMACARI IV /PITUACU C-1 BA	100%	4.709,57	4.709,57	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV CAMPO FORMOSO /OUROLANDIA II C-1 BA	100%	12.122,44	12.122,44	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV CATU /CAMACARI IV C-1 BA	100%	1.151,59	1.151,59	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV CATU /CAMACARI IV C-2 BA	100%	1.622,11	1.622,11	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV CATU /G.MANGABEIRA C-1 BA	100%	3.896,97	3.896,97	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV CAUIPE /FORTALEZA II C-1 CE	100%	944,70	944,70	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV CAUIPE /FORTALEZA II C-2 CE	100%	901,20	901,20	Não Aplicável	jun/23	IPCA

LT 230 kV CAUIPE /MARACANAU C-1 CE	100%	5.253,44	5.253,44	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV CAUIPE /SOBRAL II C-1 CE	100%	3.594,56	3.594,56	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV CEARA MIRIM II /EXTREMOZ II C-1 RN	100%	908,30	908,30	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV CEARA MIRIM II /EXTREMOZ II C-2 RN	100%	920,56	920,56	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV CEARA MIRIM II /JOAO CAMARA II C-1 RN	100%	2.853,73	2.853,73	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV CIC. DANTAS /CATU C-1 BA	100%	4.012,01	4.012,01	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV CIC. DANTAS /CATU C-2 BA	100%	4.036,54	4.036,54	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV COTEGIPE /JACARACANGA C-1 BA	100%	890,68	890,68	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV COTEGIPE /MATATU C-1 BA	100%	2.566,63	2.566,63	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV COTEMINAS /LAGOA DO CARRO C-1 PB/PE	100%	9.992,84	9.992,84	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV DELM. GOUVEIA /FORTALEZA II C-1 CE	100%	922,82	922,82	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV DELM. GOUVEIA /FORTALEZA II C-2 CE	100%	922,82	922,82	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV EUNAPOLIS /TEIX. FREITAS II C-1 BA	100%	3.499,02	3.499,02	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV EUNAPOLIS /TEIX. FREITAS II C-2 BA	100%	9.116,29	9.116,29	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV EXTREMOZ II /NATAL III C-1 RN	100%	417,86	417,86	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV EXTREMOZ II /NATAL III C-2 RN	100%	9.681,64	9.681,64	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV FLORESTA II /BOM NOME C-1 PE	100%	1.815,33	1.815,33	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV FORTALEZA /FORTALEZA II C-1 CE	100%	7,68	7,68	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV FORTALEZA /FORTALEZA II C-2 CE	100%	7,68	7,68	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV FORTALEZA /FORTALEZA II C-3 CE	100%	7,68	7,68	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV FORTALEZA II /PICI II C-1 CE	100%	3.276,43	3.276,43	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV FORTALEZA II /PICI II C-2 CE	100%	3.276,43	3.276,43	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV FUNIL /ITABUNA III C-1 BA	100%	7.728,25	7.728,25	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV FUNIL /ITAPEBI C-1 BA	100%	21.456,59	21.456,59	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV G.MANGABEIRA /SAPEACU C-1 BA	100%	1.331,51	1.331,51	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV G.MANGABEIRA /SAPEACU C-2 BA	100%	2.680,72	2.680,72	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV G.MANGABEIRA /SAPEACU C-3 BA	100%	2.692,63	2.692,63	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV GARANHUNS II /ANGELIM C-1 PE	100%	328,31	328,31	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV GARANHUNS II /ANGELIM C-2 PE	100%	328,31	328,31	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV GARANHUNS II /ANGELIM C-3 PE	100%	375,28	375,28	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV GOIANINHA /C.GRANDE II C-1 PE/PB	100%	3.564,24	3.564,24	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV GOIANINHA /MUSSURE II C-2 PE/PB	100%	-	-	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV GOIANINHA /SANTA RITA II C-1 PE/PB	100%	-	-	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV IBIAPINA II /SOBRAL II C-1 CE	100%	2.780,26	2.780,26	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV ICO /MILAGRES C-1 CE	100%	6.987,19	6.987,19	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV IGAPORA II /B.J.LAPA II C-1 BA	100%	4.337,60	4.337,60	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV IGAPORA II /IGAPORA III C-1 BA	100%	149,17	149,17	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV IGAPORA II /IGAPORA III C-2 BA	100%	149,17	149,17	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV IGAPORA III /PINDAI II C-1 BA	100%	3.430,80	3.430,80	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV IRECE /BROT.MACAUBAS C-1 BA	100%	17.641,59	17.641,59	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV ITABAIANA /ITABAIANINHA C-1 SE	100%	2.169,12	2.169,12	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV ITABAIANA /JARDIM C-1 SE	100%	2.701,12	2.701,12	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV ITABAIANA /JARDIM C-2 SE	100%	2.701,12	2.701,12	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV ITABAIANINHA /CATU C-1 SE/BA	100%	6.305,10	6.305,10	Não Aplicável	jun/23	IPCA

LT 230 kV ITABUNA III /ITAPEBI C-1 BA	100%	14.432,76	14.432,76	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV ITAPEBI /EUNAPOLIS C-1 BA	100%	5.090,66	5.090,66	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV ITAPEBI /EUNAPOLIS C-2 BA	100%	5.090,66	5.090,66	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV JABOATAO II /PIRAPAMA II C-1 PE	100%	1.580,23	1.580,23	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV JACARACANGA /ALCAN C-1 BA	100%	307,77	307,77	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV JACARACANGA /DOW QUIMICA C-1 BA	100%	737,32	737,32	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV JACARACANGA /DOW QUIMICA C-2 BA	100%	727,99	727,99	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV JAGUARARI-SE /SR.BONFIM II C-1 BA	100%	5.735,09	5.735,09	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV JUAZEIRO II /JAGUARARI-SE C-1 BA	100%	4.900,49	4.900,49	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV JUAZEIRO II /SR.BONFIM II C-1 BA	100%	9.122,42	9.122,42	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV LAGOA DO CARRO /PAU FERRO C-1 PE	100%	3.867,88	3.867,88	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV MARACANAU /FORTALEZA II C-1 CE	100%	2.783,39	2.783,39	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV MESSIAS /MACEIO C-1 AL	100%	3.085,81	3.085,81	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV MESSIAS /MACEIO C-2 AL	100%	3.085,81	3.085,81	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV MESSIAS /MACEIO II C-1 AL	100%	914,85	914,85	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV MESSIAS /MACEIO II C-2 AL	100%	914,85	914,85	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV MESSIAS /RIO LARGO II C-1 AL	100%	1.959,57	1.959,57	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV MESSIAS /RIO LARGO II C-2 AL	100%	854,54	854,54	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV MESSIAS /RIO LARGO II C-3 AL	100%	854,54	854,54	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV MILAGRES /BANABUIU C-1 CE	100%	4.450,65	4.450,65	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV MILAGRES /BANABUIU C-2 CE	100%	13.822,37	13.822,37	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV MILAGRES /COREMAS C-1 CE/PB	100%	16.384,68	16.384,68	2023	jun/23	IGPM
LT 230 kV MILAGRES /COREMAS C-2 CE/PB	100%	11.870,20	11.870,20	2023	jun/23	IGPM
LT 230 kV MILAGRES /TAUA II C-1 CE	100%	8.717,08	8.717,08	2024	jun/23	IGPM
LT 230 kV MORRO CHAPEU II /IRECE C-1 BA	100%	2.378,04	2.378,04	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV MOSSORO II /ACU III C-1 RN	100%	8.320,88	8.320,88	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV MOSSORO II /ACU III C-2 RN	100%	685,61	685,61	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV MOSSORO IV /MOSSORO II C-1 RN	100%	1.812,14	1.812,14	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV N.S.SOCORRO /FAFEN C-1 SE	100%	2.058,38	2.058,38	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV N.S.SOCORRO /JARDIM C-1 SE	100%	145,12	145,12	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV N.S.SOCORRO /JARDIM C-2 SE	100%	127,05	127,05	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV N.S.SOCORRO /PENEDO C-1 SE/AL	100%	3.734,87	3.734,87	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV NATAL III /NATAL II C-1 RN	100%	1.646,20	1.646,20	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV NATAL III /NATAL II C-2 RN	100%	1.646,20	1.646,20	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV OLINDINA /RL (CIC. DANTAS / CATU) C-1 BA	100%	20,22	20,22	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV OLINDINA /RL (CIC. DANTAS / CATU) C-2 BA	100%	20,22	20,22	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV OUROLANDIA II /IRECE C-1 BA	100%	10.566,94	10.566,94	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV P. AFONSO IV /P.AFONSO III C-1 BA/AL	100%	111,22	111,22	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV P. AFONSO IV /P.AFONSO III C-2 BA/AL	100%	141,55	141,55	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /BOM NOME C-3 AL/PE	100%	13.637,53	13.637,53	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /CIC. DANTAS C-1 AL/BA	100%	6.010,31	6.010,31	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /CIC. DANTAS C-2 AL/BA	100%	2.661,14	2.661,14	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /FLORESTA II C-1 AL/PE	100%	1.555,30	1.555,30	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /GARANHUNS II C-1 AL/PE	100%	5.132,86	5.132,86	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /GARANHUNS II C-2 AL/PE	100%	3.188,37	3.188,37	Não Aplicável	jun/23	IPCA

LT 230 kV P.AFONSO III /GARANHUNS II C-3 AL/PE	100%	3.188,37	3.188,37	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /ITABAIANA C-1 AL/SE	100%	17.795,33	17.795,33	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /ITABAIANA C-2 AL/SE	100%	17.795,33	17.795,33	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /SANTANA II C-1 AL	100%	2.031,62	2.031,62	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /TACARUTU C-1 AL/PE	100%	945,53	945,53	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-I C-1 AL/BA	100%	15,35	15,35	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-I C-2 AL/BA	100%	15,35	15,35	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-II C-1 AL/BA	100%	15,35	15,35	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-II C-2 AL/BA	100%	107,04	107,04	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-II C-3 AL/BA	100%	15,35	15,35	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-II C-4 AL/BA	100%	17,91	17,91	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-II C-5 AL/BA	100%	17,91	17,91	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-III C-1 AL/BA	100%	15,35	15,35	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-III C-2 AL/BA	100%	15,35	15,35	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-III C-3 AL/BA	100%	15,35	15,35	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /USINA PA-III C-4 AL/BA	100%	15,35	15,35	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /ZEBU C-1 AL	100%	211,22	211,22	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV P.AFONSO III /ZEBU C-2 AL	100%	211,22	211,22	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV PARAISO /ACU II C-2 RN	100%	5.739,32	5.739,32	2025	jun/23	IPCA
LT 230 kV PARAISO /ACU II C-3 RN	100%	-	-	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV PARAISO /LAGOA NOVA II C-1 RN	100%	4.318,85	4.318,85	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV PARAISO /NATAL II C-1 RN	100%	7.577,85	7.577,85	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV PARAISO /NATAL II C-2 RN	100%	5.967,02	5.967,02	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV PAU FERRO /C.GRANDE II C-2 PE/PB	100%	1.956,21	1.956,21	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV PAU FERRO /GOIANINHA C-1 PE	100%	5.508,92	5.508,92	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV PAU FERRO /MIRUEIRA II C-1 PE	100%	1.716,23	1.716,23	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV PAU FERRO /MIRUEIRA II C-2 PE	100%	3.876,54	3.876,54	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV PAU FERRO /SANTA RITA II C-1 PE/PB	100%	7.651,70	7.651,70	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV PICOS /TAUA II C-1 PI/CE	100%	7.652,43	7.652,43	2025	jun/23	IPCA
LT 230 kV PIRAPAMA II /SUAPE II C-1 PE	100%	1.113,45	1.113,45	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV PIRAPAMA II /SUAPE II C-2 PE	100%	1.113,45	1.113,45	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV PIRIPIRI /IBIAPINA II C-1 PI/CE	100%	1.596,44	1.596,44	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV PITUACU /NARANDIBA C-1 BA	100%	72,72	72,72	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV PITUACU /NARANDIBA C-2 BA	100%	506,90	506,90	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV PITUACU /RL (COTEGIPE / MATATU) C-1 BA/PE	100%	202,22	202,22	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV QUIXERE /MOSSORO II C-1 CE/RN	100%	3.892,48	3.892,48	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /GOIANINHA C-1 PE	100%	1.109,40	1.109,40	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /GOIANINHA C-2 PE	100%	1.109,40	1.109,40	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /JABOATAO II C-1 PE	100%	864,43	864,43	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /JOAIRAM C-1 PE	100%	174,81	174,81	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /JOAIRAM C-2 PE	100%	137,98	137,98	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /JOAIRAM C-3 PE	100%	137,98	137,98	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /MIRUEIRA C-1 PE	100%	1.931,68	1.931,68	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /MIRUEIRA C-2 PE	100%	1.933,76	1.933,76	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /MIRUEIRA C-3 PE	100%	4.322,59	4.322,59	Não Aplicável	jun/23	IPCA

LT 230 kV RECIFE II /PAU FERRO C-1 PE	100%	2.038,12	2.038,12	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /PAU FERRO C-2 PE	100%	2.038,12	2.038,12	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV RECIFE II /PIRAPAMA II C-2 PE	100%	1.863,77	1.863,77	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV RIBEIRAO /RECIFE II C-1 PE	100%	10.678,60	10.678,60	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV RIBEIRAO /RECIFE II C-2 PE	100%	908,73	908,73	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV RIO LARGO II /ARAPIRACA III C-1 AL	100%	12.476,64	12.476,64	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV RIO LARGO II /BRASKEM C-1 AL	100%	1.984,86	1.984,86	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV RUSSAS II /BANABUIU C-1 CE	100%	6.297,26	6.297,26	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV RUSSAS II /QUIXERE C-1 CE	100%	1.948,07	1.948,07	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV S.JOAO PIAUI /ELISEU MARTIN C-1 PI	100%	24.421,18	24.421,18	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV S.JOAO PIAUI /PICOS C-1 PI	100%	23.026,38	23.026,38	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV SANTA RITA II /MUSSURE II C-1 PB	100%	-	-	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV SANTANA II /ANGELIM C-1 AL/PE	100%	3.000,55	3.000,55	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV SAO LUIS II /SAO LUIS III C-2 MA	100%	2.342,82	2.342,82	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV SAPEACU /FUNIL C-1 BA	100%	3.852,47	3.852,47	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV SAPEACU /STO.A.JESUS C-1 BA	100%	497,21	497,21	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV SAPEACU /STO.A.JESUS C-2 BA	100%	3.465,98	3.465,98	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV SOBRAL II /SOBRAL III C-1 CE	100%	257,31	257,31	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV SOBRAL II /SOBRAL III C-2 CE	100%	257,31	257,31	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV SOBRAL III /ACARAU II C-1 CE	100%	3.970,09	3.970,09	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV SR.BONFIM II /CAMPO FORMOSO C-1 BA	100%	7.226,91	7.226,91	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV STO.A.JESUS /FUNIL C-1 BA	100%	2.526,45	2.526,45	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV STO.A.JESUS /FUNIL C-2 BA	100%	21.023,34	21.023,34	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV SUAPE II /SUAPE III C-1 PE	100%	654,63	654,63	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV SUAPE II /SUAPE III C-2 PE	100%	654,63	654,63	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV TABOÇAS BREJO VELHO /BARREIRAS II C-1 BA	100%	13.357,30	13.357,30	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV TACAIMBO /C.GRANDE II C-1 PE/PB	100%	17.111,97	17.111,97	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV TACAIMBO /C.GRANDE II C-2 PE/PB	100%	17.111,97	17.111,97	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV TACARUTU /BOM NOME C-1 PE	100%	2.573,51	2.573,51	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV TERESINA /PIRIPIRI C-1 PI	100%	3.045,36	3.045,36	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV TERESINA II /TERESINA C-1 PI	100%	3.014,32	3.014,32	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV TERESINA II /TERESINA C-2 PI	100%	3.014,32	3.014,32	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV TERESINA II /TERESINA III C-1 PI	100%	1.589,10	1.589,10	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV TERESINA II /TERESINA III C-2 PI	100%	1.589,10	1.589,10	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV TOUROS /CEARA MIRIM II C-1 RN	100%	3.396,36	3.396,36	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV U. A. SALES /P.AFONSO III C-1 BA/AL	100%	541,32	541,32	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV U. A. SALES /P.AFONSO III C-2 BA/AL	100%	531,99	531,99	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV U.SOBRADINHO /JUAZEIRO II C-1 BA	100%	3.013,74	3.013,74	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV U.SOBRADINHO /JUAZEIRO II C-2 BA	100%	3.013,74	3.013,74	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV UB.ESPERANCA /B. ESPERANCA C-1 PI	100%	283,11	283,11	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV ANGELIM II /PAU FERRO C-1 PE	100%	30.943,17	30.943,17	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV ANGELIM II /RECIFE II C-2 PE	100%	33.385,31	33.385,31	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV CAMACARI IV /CAMACARI II C-1 BA	100%	348,55	348,55	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV CEARA MIRIM II /C.GRANDE III C-1 RN/PB	100%	-	-	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV GARANHUNS II /ANGELIM II C-1 PE	100%	3.208,93	3.208,93	Não Aplicável	jun/23	IPCA

LT 500 kV JARDIM /CAMACARI IV C-1 SE/BA	100%	83.288,60	83.288,60	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV JOAO CAMARA III /CEARA MIRIM II C-1 RN	100%	4.376,74	4.376,74	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV JUAZEIRO III /U.SOBRADINHO C-1 BA	100%	8.004,42	8.004,42	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV L.GONZAGA /US. L.GONZAGA C-1 PE	100%	148,08	148,08	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV L.GONZAGA /US. L.GONZAGA C-2 PE	100%	148,08	148,08	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV L.GONZAGA /US. L.GONZAGA C-3 PE	100%	148,08	148,08	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV MESSIAS /SUAPE II C-1 AL/PE	100%	54.138,59	54.138,59	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV MILAGRES /QUIXADA C-1 CE	100%	89.769,51	89.769,51	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV OLINDINA /CAMACARI II C-1 BA	100%	27.945,83	27.945,83	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV OLINDINA /CAMACARI II C-2 BA	100%	27.888,88	27.888,88	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV OLINDINA /US. L.GONZAGA C-1 BA/PE	100%	47.196,56	47.196,56	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /ANGELIM II C-1 BA/PE	100%	42.051,64	42.051,64	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /OLINDINA C-1 BA	100%	40.399,95	40.399,95	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /US. L.GONZAGA C-1 BA/PE	100%	8.496,48	8.496,48	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-1 BA	100%	148,08	148,08	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-2 BA	100%	148,08	148,08	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-3 BA	100%	148,08	148,08	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-4 BA	100%	148,08	148,08	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-5 BA	100%	261,27	261,27	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA PA-IV C-6 BA	100%	261,27	261,27	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV P. AFONSO IV /USINA XINGO C-1 BA/AL	100%	18.020,89	18.020,89	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV PAU FERRO /RECIFE II C-1 PE	100%	1.160,37	1.160,37	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV PECEM II /FORTALEZA II C-1 CE	100%	14.724,31	14.724,31	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV QUIXADA /FORTALEZA II C-1 CE	100%	45.731,30	45.731,30	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV S.JOAO PIAUI /B. ESPERANCA C-1 PI	100%	44.329,84	44.329,84	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV SOBRAL III /PECEM II C-1 CE	100%	55.885,44	55.885,44	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV SUAPE II /RECIFE II C-1 PE	100%	6.321,07	6.321,07	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV TERESINA II /P.DUTRA C-1 PI/MA	100%	70.504,31	70.504,31	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV TERESINA II /P.DUTRA C-2 PI/MA	100%	9.980,34	9.980,34	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV TERESINA II /TIANGUA II C-1 PI/CE	100%	11.880,15	11.880,15	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV TIANGUA II /SOBRAL III C-1 CE	100%	5.197,64	5.197,64	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV U.SOBRADINHO /S.JOAO PIAUI C-1 BA/PI	100%	40.058,23	40.058,23	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV U.SOBRADINHO /SOBRADINHO C-1 BA	100%	261,27	261,27	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV U.SOBRADINHO /SOBRADINHO C-2 BA	100%	261,27	261,27	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV U.SOBRADINHO /SOBRADINHO C-3 BA	100%	261,27	261,27	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV US. L.GONZAGA /GARANHUNS II C-2 PE	100%	46.104,24	46.104,24	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV US. L.GONZAGA /JUAZEIRO III C-1 PE/BA	100%	47.227,31	47.227,31	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV US. L.GONZAGA /MILAGRES C-1 PE/CE	100%	77.308,97	77.308,97	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV US. L.GONZAGA /U.SOBRADINHO C-2 PE/BA	100%	105.847,63	105.847,63	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV USINA XINGO /JARDIM C-1 AL/SE	100%	53.526,75	53.526,75	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV USINA XINGO /MESSIAS C-1 AL	100%	73.356,43	73.356,43	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-1 AL	100%	334,56	334,56	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-2 AL	100%	334,56	334,56	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-3 AL	100%	334,56	334,56	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-4 AL	100%	334,56	334,56	Não Aplicável	jun/23	IPCA

LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-5 AL	100%	297,38	297,38	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV USINA XINGO /XINGO C-6 AL	100%	297,38	297,38	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV CAMACARI II /FEIRA DE SANTANA III C-2 BA	100%	4.747,49	4.747,49	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV FEIRA DE SANTANA III /G.MANGABEIRA C-2 BA	100%	5.751,35	5.751,35	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV GOIANINHA /JOAO PESSOA II C-1 PE/PB	100%	3.823,09	3.823,09	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV GOIANINHA /JOAO PESSOA II C-2 PE/PB	100%	5.039,75	5.039,75	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV JOAO PESSOA II /MUSSURE II C-1 PB	100%	457,11	457,11	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV JOAO PESSOA II /MUSSURE II C-2 PB	100%	56,16	56,16	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV JOAO PESSOA II /SANTA RITA II C-1 PB	100%	1.027,78	1.027,78	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV JOAO PESSOA II /SANTA RITA II C-2 PB	100%	600,53	600,53	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV MOSSORO II /ACU II C-2 RN	100%	2.383,60	2.383,60	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 230 kV PARAISO /ACU II C-1395 RN	100%	3.669,33	3.669,33	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LT 500 kV CEARA MIRIM II /C.GRANDE II	100%	13.742,72	13.742,72	Não Aplicável	jun/23	IPCA

Subestação	Propriedade	RAP (R\$ Mil)	RAP Proporc. (R\$ Mil)	Ano de degrau da RAP	Mês Base Reajuste	Índice de Correção
<b>Integral</b>		<b>3.020.383</b>	<b>3.020.383</b>			
ABAIXADORA	100%	7.756,55	7.756,55	Não Aplicável	jun/23	IPCA
ACARAU II	100%	6.502,90	6.502,90	Não Aplicável	jun/23	IPCA
ACU II	100%	20.567,04	20.567,04	2025	jun/23	IPCA
ACU III	100%	899,53	899,53	Não Aplicável	jun/23	IPCA
ALEX	100%	672,58	672,58	Não Aplicável	jun/23	IPCA
ANGELIM	100%	34.423,76	34.423,76	Não Aplicável	jun/23	IPCA
ANGELIM II	100%	13.531,12	13.531,12	Não Aplicável	jun/23	IPCA
AQUIRAZ II	100%	13.081,48	13.081,48	Não Aplicável	jun/23	IPCA
ARAPIRACA III	100%	15.676,93	15.676,93	Não Aplicável	jun/23	IPCA
B. ESPERANCA	100%	46.059,23	46.059,23	Não Aplicável	jun/23	IPCA
B.J.LAPA II	100%	300,92	300,92	Não Aplicável	jun/23	IPCA
B.JESUS LAPA	100%	35.482,84	35.482,84	Não Aplicável	jun/23	IPCA
BANABUIU	100%	25.857,00	25.857,00	Não Aplicável	jun/23	IPCA
BARREIRAS	100%	17.842,94	17.842,94	Não Aplicável	jun/23	IPCA
BARREIRAS II	100%	3.485,84	3.485,84	Não Aplicável	jun/23	IPCA
BOM NOME	100%	21.752,02	21.752,02	Não Aplicável	jun/23	IPCA
BONGI	100%	26.903,78	26.903,78	Não Aplicável	jun/23	IPCA
BROT.MACAUBAS	100%	1.059,73	1.059,73	Não Aplicável	jun/23	IPCA
BRUMADO II	100%	496,37	496,37	2027	jun/23	IPCA
C.GRANDE II	100%	72.742,93	72.742,93	Não Aplicável	jun/23	IPCA
C.GRANDE III	100%	19.179,08	19.179,08	Não Aplicável	jun/23	IPCA
CAMACARI II	100%	153.039,20	153.039,20	Não Aplicável	jun/23	IPCA
CAMACARI IV	100%	32.420,10	32.420,10	Não Aplicável	jun/23	IPCA
CAMPO FORMOSO	100%	672,58	672,58	Não Aplicável	jun/23	IPCA

CATU	100%	19.333,11	19.333,11	Não Aplicável	jun/23	IPCA
CAUIPE	100%	18.340,86	18.340,86	Não Aplicável	jun/23	IPCA
CEARA MIRIM II	100%	20.305,13	20.305,13	Não Aplicável	jun/23	IPCA
CIC. DANTAS	100%	10.530,49	10.530,49	Não Aplicável	jun/23	IPCA
COREMAS	100%	14.722,70	14.722,70	2023	jun/23	IGPM e IPCA
COTEGIPE	100%	18.906,74	18.906,74	Não Aplicável	jun/23	IPCA
COTEMINAS	100%	1.024,74	1.024,74	Não Aplicável	jun/23	IPCA
DELM. GOUVEIA	100%	33.359,35	33.359,35	Não Aplicável	jun/23	IPCA
ELISEU MARTIN	100%	2.231,10	2.231,10	Não Aplicável	jun/23	IPCA
EUNAPOLIS	100%	32.547,99	32.547,99	Não Aplicável	jun/23	IPCA
EXTREMOZ II	100%	9.062,06	9.062,06	Não Aplicável	jun/23	IPCA
FEIRA DE SANTANA III	100%	451,61	451,61	Não Aplicável	jun/23	IPCA
FLORESTA II	100%	524,66	524,66	Não Aplicável	jun/23	IPCA
FORTALEZA	100%	61.281,97	61.281,97	Não Aplicável	jun/23	IPCA
FORTALEZA II	100%	102.998,68	102.998,68	Não Aplicável	jun/23	IPCA
FUNIL	100%	55.029,37	55.029,37	Não Aplicável	jun/23	IPCA
G.MANGABEIRA	100%	18.785,94	18.785,94	Não Aplicável	jun/23	IPCA
GARANHUNS II	100%	1.561,30	1.561,30	Não Aplicável	jun/23	IPCA
GOIANINHA	100%	28.491,26	28.491,26	Não Aplicável	jun/23	IPCA
IBIAPINA II	100%	6.275,57	6.275,57	Não Aplicável	jun/23	IPCA
IBICOARA	100%	16.745,61	16.745,61	2027	jun/23	IPCA
ICO	100%	13.764,78	13.764,78	Não Aplicável	jun/23	IPCA
IGAPORA II	100%	10.175,21	10.175,21	Não Aplicável	jun/23	IPCA
IGAPORA III	100%	50.083,75	50.083,75	Não Aplicável	jun/23	IPCA
IRECE	100%	39.457,73	39.457,73	Não Aplicável	jun/23	IPCA
ITABAIANA	100%	15.733,98	15.733,98	Não Aplicável	jun/23	IPCA
ITABAIANINHA	100%	18.723,98	18.723,98	Não Aplicável	jun/23	IPCA
ITABUNA III	100%	447,71	447,71	Não Aplicável	jun/23	IPCA
ITAPEBI	100%	1.814,41	1.814,41	Não Aplicável	jun/23	IPCA
JABOATAO II	100%	8.052,22	8.052,22	Não Aplicável	jun/23	IPCA
JACARACANGA	100%	18.701,95	18.701,95	Não Aplicável	jun/23	IPCA
JAGUARARI-SE	100%	3.304,58	3.304,58	Não Aplicável	jun/23	IPCA
JARDIM	100%	90.362,13	90.362,13	Não Aplicável	jun/23	IPCA
JOAIRAM	100%	5.464,99	5.464,99	Não Aplicável	jun/23	IPCA
JOAO CAMARA II	100%	12.672,86	12.672,86	Não Aplicável	jun/23	IPCA
JOAO CAMARA III	100%	32.223,73	32.223,73	Não Aplicável	jun/23	IPCA
JOAO PESSOA II	100%	1.354,83	1.354,83	Não Aplicável	jun/23	IPCA
JUAZEIRO II	100%	22.918,62	22.918,62	Não Aplicável	jun/23	IPCA
JUAZEIRO III	100%	382,52	382,52	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LAGOA DO CARRO	100%	306,56	306,56	Não Aplicável	jun/23	IPCA
LAGOA NOVA II	100%	8.539,12	8.539,12	Não Aplicável	jun/23	IPCA
MACEIO	100%	20.074,47	20.074,47	Não Aplicável	jun/23	IPCA
MACEIO II	100%	7.372,01	7.372,01	Não Aplicável	jun/23	IPCA
MARACANAU	100%	863,02	863,02	Não Aplicável	jun/23	IPCA
MATATU	100%	32.124,57	32.124,57	Não Aplicável	jun/23	IPCA
MESSIAS	100%	100.530,76	100.530,76	Não Aplicável	jun/23	IPCA

MILAGRES	100%	98.122,90	98.122,90	2023	jun/23	IGPM e IPCA
MIRUEIRA	100%	19.336,32	19.336,32	Não Aplicável	jun/23	IPCA
MIRUEIRA II	100%	8.678,70	8.678,70	Não Aplicável	jun/23	IPCA
MOD.REDUZIDO	100%	0,00	0,00	Não Aplicável	jun/23	IPCA
MORRO CHAPEU II	100%	4.962,95	4.962,95	Não Aplicável	jun/23	IPCA
MOSSORO II	100%	36.062,42	36.062,42	Não Aplicável	jun/23	IPCA
MOSSORO IV	100%	4.741,66	4.741,66	Não Aplicável	jun/23	IPCA
MOXOTO	100%	3.277,86	3.277,86	Não Aplicável	jun/23	IPCA
MULUNGU	100%	2.751,26	2.751,26	Não Aplicável	jun/23	IPCA
MUSSURE II	100%	17.627,47	17.627,47	Não Aplicável	jun/23	IPCA
N.S.SOCORRO	100%	9.833,34	9.833,34	Não Aplicável	jun/23	IPCA
NATAL II	100%	39.504,83	39.504,83	Não Aplicável	jun/23	IPCA
NATAL III	100%	12.578,60	12.578,60	Não Aplicável	jun/23	IPCA
OLINDINA	100%	26.820,60	26.820,60	Não Aplicável	jun/23	IPCA
OUROLANDIA II	100%	306,56	306,56	Não Aplicável	jun/23	IPCA
P. AFONSO IV	100%	36.871,08	36.871,08	Não Aplicável	jun/23	IPCA
P.AFONSO III	100%	23.740,04	23.740,04	Não Aplicável	jun/23	IPCA
PARAISO	100%	7.906,17	7.906,17	2025	jun/23	IPCA
PAU FERRO	100%	14.190,86	14.190,86	Não Aplicável	jun/23	IPCA
PECEM II	100%	33.882,05	33.882,05	Não Aplicável	jun/23	IPCA
PENEDO	100%	21.838,57	21.838,57	Não Aplicável	jun/23	IPCA
PICI II	100%	20.432,40	20.432,40	Não Aplicável	jun/23	IPCA
PICOS	100%	22.413,62	22.413,62	2025	jun/23	IPCA
PILOES	100%	4.868,29	4.868,29	Não Aplicável	jun/23	IPCA
PINDAI II	100%	6.435,92	6.435,92	Não Aplicável	jun/23	IPCA
PIRAPAMA II	100%	21.010,84	21.010,84	Não Aplicável	jun/23	IPCA
PIRIPIRI	100%	33.472,76	33.472,76	Não Aplicável	jun/23	IPCA
PITUACU	100%	30.759,21	30.759,21	Não Aplicável	jun/23	IPCA
POCOES II	100%	8.001,76	8.001,76	Não Aplicável	jun/23	IPCA
POLO	100%	9.075,23	9.075,23	Não Aplicável	jun/23	IPCA
QUIXADA	100%	4.775,51	4.775,51	Não Aplicável	jun/23	IPCA
QUIXERE	100%	378,18	378,18	Não Aplicável	jun/23	IPCA
RECIFE II	100%	137.958,64	137.958,64	Não Aplicável	jun/23	IPCA
RIBEIRAO	100%	28.174,77	28.174,77	Não Aplicável	jun/23	IPCA
RIO LARGO II	100%	24.470,89	24.470,89	Não Aplicável	jun/23	IPCA
RUSSAS II	100%	13.948,03	13.948,03	Não Aplicável	jun/23	IPCA
S.JOAO PIAUI	100%	46.719,92	46.719,92	Não Aplicável	jun/23	IPCA
SAN.MATOS II	100%	10.089,16	10.089,16	Não Aplicável	jun/23	IPCA
SANTA CRUZ II	100%	12.228,11	12.228,11	Não Aplicável	jun/23	IPCA
SANTA RITA II	100%	11.761,44	11.761,44	Não Aplicável	jun/23	IPCA
SANTANA II	100%	449,76	449,76	Não Aplicável	jun/23	IPCA
SAO LUIS II	100%	566,93	566,93	Não Aplicável	jun/23	IPCA
SAO LUIS III	100%	566,93	566,93	Não Aplicável	jun/23	IPCA
SAPEACU	100%	1.454,05	1.454,05	Não Aplicável	jun/23	IPCA
SOBRAL II	100%	22.671,16	22.671,16	Não Aplicável	jun/23	IPCA
SOBRAL III	100%	44.939,95	44.939,95	Não Aplicável	jun/23	IPCA

SR.BONFIM II	100%	14.028,51	14.028,51	Não Aplicável	jun/23	IPCA
STO.A.JESUS	100%	21.695,95	21.695,95	Não Aplicável	jun/23	IPCA
SUAPE II	100%	19.439,05	19.439,05	Não Aplicável	jun/23	IPCA
SUAPE III	100%	6.417,83	6.417,83	Não Aplicável	jun/23	IPCA
TABOCAS BREJO VELHO	100%	524,60	524,60	Não Aplicável	jun/23	IPCA
TACAIMBO	100%	25.178,69	25.178,69	Não Aplicável	jun/23	IPCA
TACARUTU	100%	378,18	378,18	Não Aplicável	jun/23	IPCA
TAUA II	100%	22.577,40	22.577,40	2024	jun/23	IGPM e IPCA
TEIX. FREITAS II	100%	6.573,10	6.573,10	Não Aplicável	jun/23	IPCA
TERESINA	100%	41.129,34	41.129,34	Não Aplicável	jun/23	IPCA
TERESINA II	100%	125.831,61	125.831,61	Não Aplicável	jun/23	IPCA
TERESINA III	100%	13.314,07	13.314,07	Não Aplicável	jun/23	IPCA
TIANGUA II	100%	382,52	382,52	Não Aplicável	jun/23	IPCA
TOUROS	100%	4.997,39	4.997,39	Não Aplicável	jun/23	IPCA
U.SOBRADINHO	100%	76.159,58	76.159,58	Não Aplicável	jun/23	IPCA
UB.ESPERANCA	100%	16.013,13	16.013,13	Não Aplicável	jun/23	IPCA
US. FUNIL	100%	3.432,82	3.432,82	Não Aplicável	jun/23	IPCA
US. L.GONZAGA	100%	46.891,61	46.891,61	Não Aplicável	jun/23	IPCA
USINA XINGO	100%	64.882,38	64.882,38	Não Aplicável	jun/23	IPCA
ZEBU	100%	11.509,85	11.509,85	Não Aplicável	jun/23	IPCA

Sociedade de Propósito Específico	Propriedade	RAP (R\$ Mil)	RAP Proporc. (R\$ Mil)	Ano de degraú da RAP	Mês Base Reajuste	Índice de Correção
		<b>963.047,78</b>	<b>313.463,66</b>			
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN - LT Teresina II/ Sobral III/Pecem II/Fortaleza II	49%	171.741,99	84.153,58	2020	jun/23	IGPM
Interligação Elétrica do Madeira - LT Porto Velho/Araraquara II/Estação Retificadora/500/600 kV/3150 MW/Estação Inversora/600/500kV/2950 MW	24,5%	693.314,53	169.862,06	Não aplicável	jun/23	IPCA
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. - IEG- LT 500 kV Luis Gonzaga – Garanhuns, LT 500 kV Garanhuns – Campina Grande III, LT 500 kV Garanhuns – Pau Ferro, LT 230 kV Garanhuns – Angelim I, SE Garanhuns, SE Pau Ferro	49%	132.100,00	64.729,00	Não aplicável	jun/23	IPCA

Ao longo do ano de 2023, a Eletrobras Chesf realizou um dos maiores investimentos da Região Nordeste na área de Transmissão. A Diretoria de Operação e Manutenção estruturou um plano de modernização para a substituição de equipamentos em final de vida útil, com investimentos na ordem de R\$ 740 milhões, gerando maior segurança operacional além de mais confiabilidade na transmissão de energia elétrica para o Sistema Interligado Nacional.

Ao todo, foram mais de 1.200 equipamentos substituídos pelo plano plurianual de modernização dos ativos de Transmissão, com troca de 258 para-raios; 265 seccionadoras de linhas; 195 transformadores de instrumentos; 96 disjuntores além de outros equipamentos dos segmentos de linhas de transmissão, telecomunicações, proteção e automação.

Esse plano traz para o sistema de transmissão da Eletrobras Chesf mais qualidade no serviço, visto que os novos equipamentos agregam mais confiança, gerando menos custo e trazendo resultados para o caixa da Empresa.

Além dessas melhorias, a empresa realizou outros investimentos de grande porte em subestações e linhas na ordem de R\$ 350 milhões por todo o Nordeste.

Em 2023, a Eletrobras Chesf concluiu o passivo de obras oriundas da TDG na incorporação que ocorreu em 2020, concluindo a Instalação na SE Aquiraz II do 4º Transformador Trifásico e do 2º Transformador de Aterramento. Além disso, foram concluídos 10 (dez) empreendimentos de Reforços e Melhoria de Grande Porte.

A Eletrobras Chesf não possui em sua lista de empreendimentos construções de novas subestações e/ou linhas de transmissão, desta forma, as planilhas 9,10,11 e 12 abaixo encontram-se sem dados.

**Tabela 9 - Projetos de Linhas de Transmissão - Características Físicas**

Linha de Transmissão	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início Operação Comercial	Vencimento da Outorga
<b>Integral</b>						
-	-	-	-	-	-	-
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>		-	-	-	-	-

Fonte: SIGET/CMET

**Tabela 10 - Linhas de Transmissão em Projeto - Características Financeiras**

Linha de Transmissão	Propriedade	RAP (R\$ Mil)	RAP Proporc. (R\$ Mil)	Ano de degrau da RAP	Mês Base Reajuste	Índice de Correção
<b>Integral</b>	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>	-	-	-	-	-	-

**Tabela 11 - Projetos de Linhas – Evolução Física e Investimentos – Controladora**

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2022	Investimento Realizado até 31/dez/2022	Evolução Física em 31/dez/2023	Investimento Realizado até 31/dez/2023
<b>Integral</b>	-	-	-	-
-	-	-	-	-
<b>SPE Proporcional</b>	-	-	-	-
<b>Total</b>	-	-	-	-

Fonte: SIGET/CMET/SAP

**Tabela 12 - Projetos de Linhas – Evolução Física e Investimentos - Em bases totais**

Usina - R\$ mil	Evolução Física em 31/dez/2022	Investimento Realizado até 31/dez/2022	Evolução Física em 31/dez/2023	Investimento Realizado até 31/dez/2023
<b>Integral</b>	-	-	-	-
-	-	-	-	-
<b>SPE Proporcional</b>	-	-	-	-
<b>Total</b>	-	-	-	-

Fonte: SIGET/CMET/SAP

**Tabela 13 - RAP Esperada - R\$ Mil**

Linha de Transmissão - RAP Proporcional	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Sociedade de Propósito Específico</b>							
Sistema de Transmissão Nordeste S.A. - STN - LT Teresina II/ Sobral III/Pecem II/Fortaleza II	78.793	83.457	84.153,58	84.153,58	84.153,58	84.153,58	84.153,58
Interligação Elétrica do Madeira - LT Porto Velho/Araraquara II/Estação Retificadora/500/600 kV/3150 MW/Estação Inversora/600/500kV/2950 MW	154.850	163.430	169.862,06	169.862,06	169.862,06	169.862,06	169.862,06
Interligação Elétrica Garanhuns S.A. - IEG - LT 500 kV Luis Gonzaga – Garanhuns, LT 500 kV Garanhuns – Campina Grande III, LT 500 kV Garanhuns – Pau Ferro, LT 230 kV Garanhuns – Angelim I, SE Garanhuns, SE Pau Ferro	61.976	68.019	79.657	82.804	85.843	90.821	96.094
<b>Consolidado Proporcional</b>	<b>295.619</b>	<b>314.906</b>	<b>333.673</b>	<b>336.820</b>	<b>339.859</b>	<b>344.837</b>	<b>350.110</b>

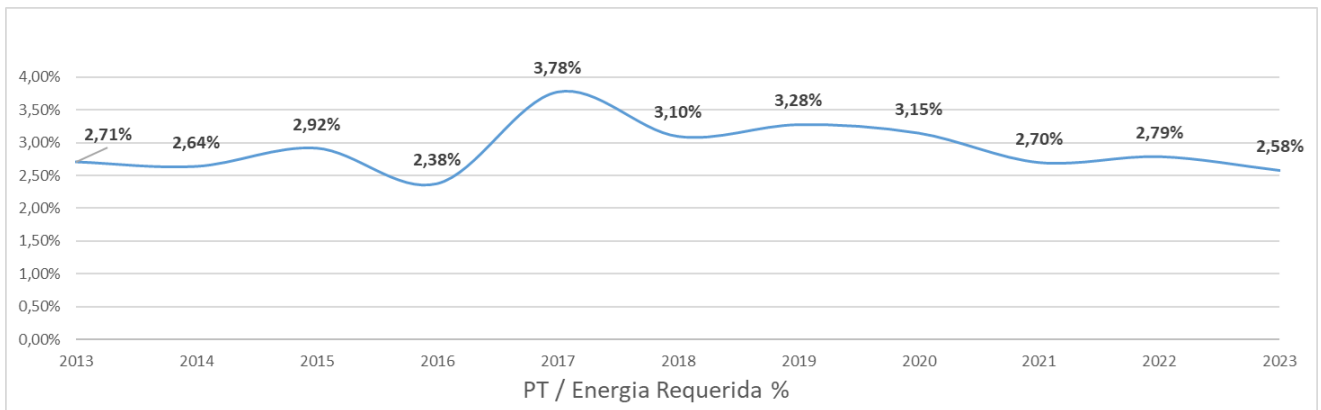
A seguir são apresentados resultados sobre o consumo e sua variação no período:

**Tabela 15 - Mercado Atendido**

Mercado Atendido - GWh	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Energia Faturada</b>	<b>49.446</b>	<b>48.896</b>	<b>48.594</b>	<b>49.163</b>	<b>49.549</b>	<b>34.202</b>
Fornecimento	4.645	4.082	3.662	3.908	4.294	4.463
Residencial	0	0	0	0	0	0
Comercial	0	0	0	0	0	0
Industrial	4.645	4.082	3.662	3.908	4.294	4.463
Rural	0	0	0	0	0	0
Podere s Públicos	0	0	0	0	0	0
Iluminação Pública	0	0	0	0	0	0
Serviço Público	0	0	0	0	0	0
Suprimento p/ agentes de distribuição	44.801	44.814	44.932	45.255	45.255	29.739
<b>Uso da Rede de Distribuição</b>	<b>783</b>	<b>90</b>	<b>766</b>	<b>1.033</b>	<b>284</b>	
Consumidores Livres/Dist./Ger.	783	90	766	1.033	284	4.016
Consumidores Rede Básica	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>50.229</b>	<b>48.986</b>	<b>49.360</b>	<b>50.196</b>	<b>49.833</b>	<b>38.218</b>
<b>Variação</b>	<b>-5,94%</b>	<b>-2,47%</b>	<b>0,76%</b>	<b>1,69%</b>	<b>-0,72%</b>	<b>-23,31%</b>

**Tabela 16 - Balanço Energético**

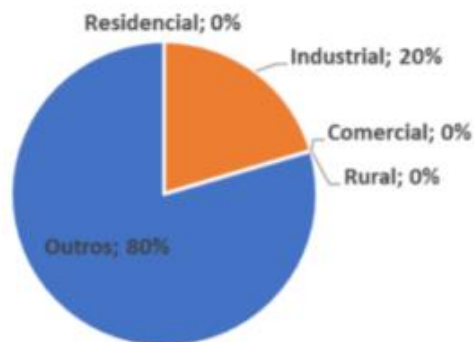
Energia Requerida - GWh	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Venda de Energia	49.446	48.896	48.594	49.163	49.549	34.202
Fornecimento (1)	4.645	4.082	3.662	3.908	4.294	4.463
Suprimento p/ agentes de distribuição (2)	44.801	44.814	44.932	45.255	45.255	29.739
Consumidores Livres/Dist./Ger.	783	90	766	1.033	284	4.016
Consumidores Rede Básica	0	0	0	0	0	0
<b>Mercado Atendido</b>	<b>50.229</b>	<b>48.986</b>	<b>49.360</b>	<b>50.196</b>	<b>49.833</b>	<b>38.218</b>
Perdas na Rede Básica (3)	171	140	143	141	136	226
Perdas na Distribuição	0	0	0	0	0	0
PNT / Energia Requerida %	3,10%	3,28%	3,15%	2,70%	2,79%	2,58%
<b>Perdas Totais - PT</b>	<b>171</b>	<b>140</b>	<b>143</b>	<b>141</b>	<b>136</b>	<b>226</b>
<b>Total</b>	<b>50.400</b>	<b>49.126</b>	<b>49.503</b>	<b>50.337</b>	<b>49.969</b>	<b>38.444</b>



Receita - A receita decorrente dos contratos de venda de energia elétrica no exercício, líquida do ICMS, importou em R\$ 4.133,7 milhões, conforme quadro a seguir:

Receita líquida em R\$ mil			
Classe	2023	2022	%
Residencial	0,00	0,00	-
Industrial	845.012,31	753.433,66	12,15
Comercial	0,00	0,00	-
Rural	0,00	0,00	-
Outros	3.288.717,00	3.155.310,76	4,23
<b>TOTAL</b>	<b>4.133.729,32</b>	<b>3.908.744,42</b>	<b>5,76</b>

Receita líquida por classe de consumidores



Número de consumidores - O número de clientes faturados em 2023 apresentou retração de -2,6% sobre o mesmo número do ano anterior, como se pode observar no quadro a seguir:

Número de Consumidores			
Classe	2023	2022	%
Residencial	-	-	0,00%
Industrial	12	12	0,00%
Comercial	-	-	-
Rural	-	-	-
Outros	112	115	-2,6%
<b>TOTAL</b>	<b>124</b>	<b>127</b>	<b>-2,4%</b>

Preço - O preço médio da energia elétrica vendida em 2023 atingiu R\$ 110,17/MWh, com aumento de 40,46% em relação a 2022.

Preço médio de venda de energia - R\$/MWh		
Classe	2023	2022
Residencial	-	-
Industrial	177,02	175,46
Comercial	-	-
Rural	-	-
Poder Público	-	-
Outros (*)	99,62	69,29
<b>PREÇO MÉDIO</b>	<b>110,17</b>	<b>78,44</b>

Observação:

(\*) Outros: inclui comercializadores, geradores e distribuidores

## QUALIDADE DO FORNECIMENTO

---

A Eletrobras Chesf teve mais um ano de desempenho operacional excepcional, fruto da execução dos planos de manutenção, de iniciativas de compatibilização de intervenções, da modernização e melhorias implantadas, da reavaliação dos processos e incorporação de novas tecnologias, e do cumprimento das exigências regulatórias, proporcionando mais rentabilidade para a Companhia e maior confiabilidade e segurança operacional ao sistema elétrico.

Em 2023, o desempenho operacional dos ativos de geração e transmissão da Eletrobras Chesf esteve acima das metas estabelecidas pela Aneel e pela holding.

## INDICADORES DE DESEMPENHO

Em 2023, o desempenho operacional dos ativos de geração e transmissão da Eletrobras Chesf esteve acima das metas estabelecidas pela Aneel e pela holding.

A companhia gerou em 2023, 33.351 GWh, 17% a menos que em 2022. Esse resultado foi influenciado pela oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional-SIN, sendo verificados ao longo do ano, vários eventos de restrição de geração demandados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. O período úmido de 2022/2023 foi favorável, tornando possível o reenchimento do reservatório de Boa Esperança (100%) e a recuperação dos reservatórios de Sobradinho e Itaparica, que apresentaram armazenamentos máximos de 94,8% e 93,8% de seu volume útil (% V.U), respectivamente. Ressalta-se que durante o período úmido, foi realizado vertimento em todas as usinas da Cascata do Rio São Francisco, bem como na usina de Boa Esperança, para controle de nível dos reservatórios. Outro aspecto importante ocorrido no ano de 2023 é o fato do Reservatório de Sobradinho, principal reservatório da Região Nordeste, ter operado ao longo de todo período seco, na Faixa de Operação Normal, ou seja, acima de 60% do seu volume útil, conforme estabelecido na Resolução ANA nº 2.081/2017. A afluência média à UHE Sobradinho, no período úmido 2022/2023, foi 68% abaixo da média do período úmido 2021/2022.

O indicador de Disponibilidade Operacional de Linhas de Transmissão apresentou o melhor resultado do histórico da empresa e acima da meta de 99,91%, refletindo um excelente desempenho no serviço prestado e alcançando o valor de disponibilidade em 99,97%.

O indicador de Disponibilidade Operacional de Transformadores também apresentou o melhor resultado histórico da empresa e acima da meta de 99,90%, alcançando o valor de disponibilidade em 99,98%.

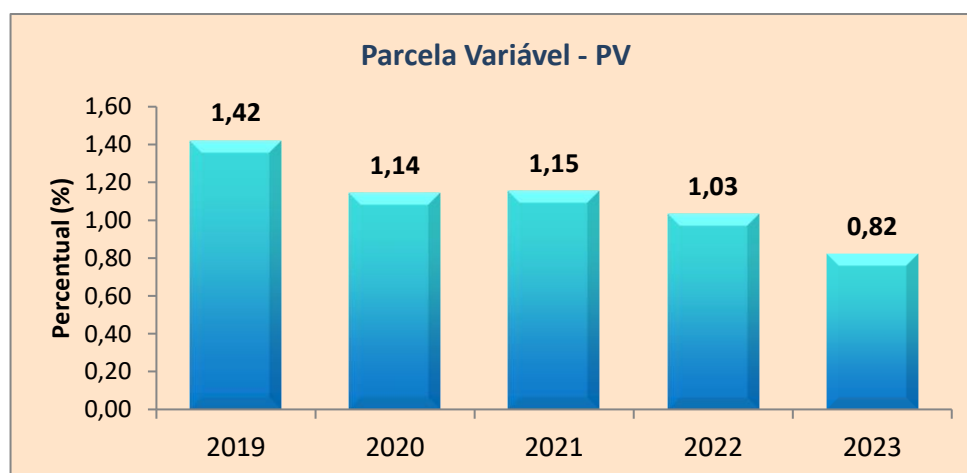
Esses indicadores, citados anteriormente, representam a probabilidade de um equipamento estar em operação ou pronto para desempenhar sua função.

O resultado para o indicador de Parcela Variável (PV), em 2023, foi 0,82% sendo o melhor do histórico da empresa. O indicador de robustez do sistema ficou em 96,52%.

A disponibilidade operacional de geração ficou acima da meta de 1, mantendo o valor de disponibilidade em 1,09.

## PARCELA VARIÁVEL – PV

Indica o percentual de desconto da Receita Anual Permitida (RAP) das Funções de Transmissão, devido a indisponibilidades dos equipamentos da Rede Básica das concessões da Eletrobras Chesf, conforme legislação Aneel.

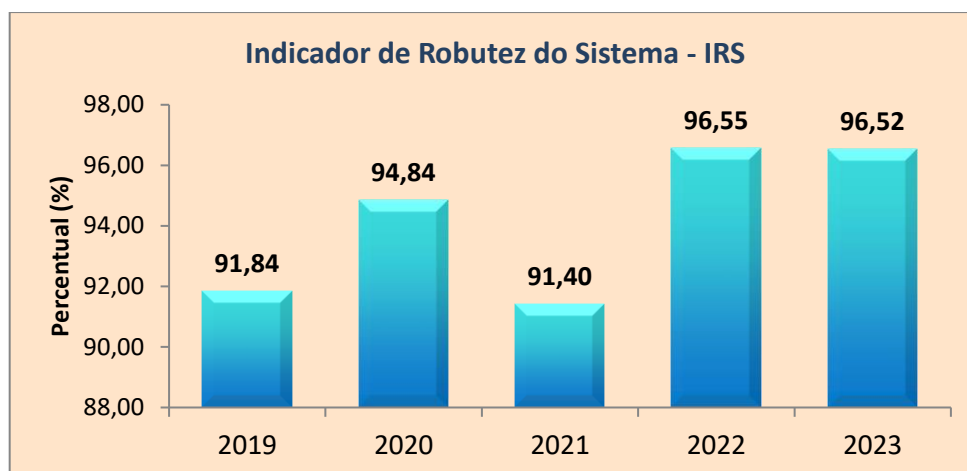


Melhor



**INDICADOR DE ROBUSTEZ DO SISTEMA – IRS**

Avalia a capacidade da Rede Básica da Eletrobras Chesf em suportar contingências sem interrupção de fornecimento de energia elétrica aos consumidores (perda de carga).

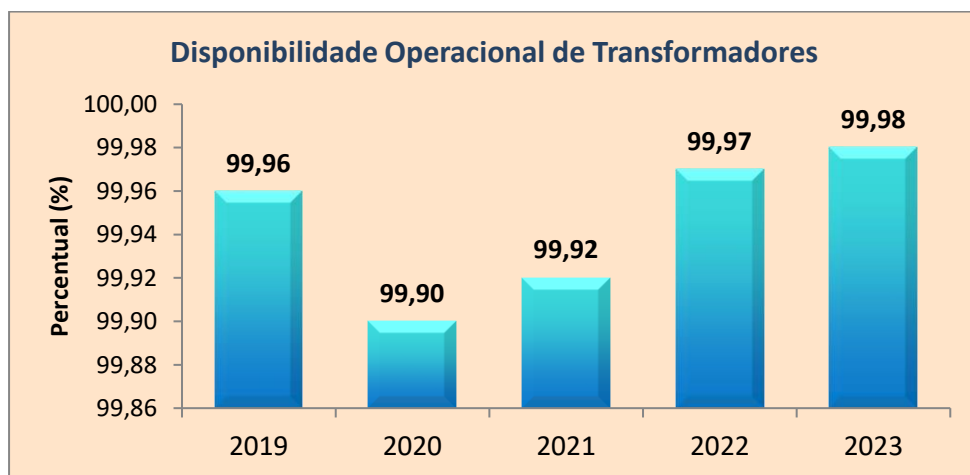
  
**Melhor**

### DISPONIBILIDADE OPERACIONAL – DO

Indica a probabilidade de, num dado momento, o equipamento estar operando, desempenhando sua função ou pronto para operar.



Melhor



Melhor



Melhor

## TECNOLOGIA DA INFORMAÇÃO

---

Em alinhamento aos objetivos estratégicos empresariais da Eletrobras pós-capitalização e no sentido de alcançar maior eficiência, produtividade, agilidade e inovação em seus processos, os recursos de Tecnologia da Informação – TI continuam imprescindíveis para a execução dos processos que suportam os negócios empresariais, sendo fundamentais para o alcance dos objetivos.

Um dos maiores desafios no contexto da nova Eletrobras é a padronização e integração dos processos, ferramentas e soluções que suportam as atividades empresariais e que performavam independente e isoladamente nas empresas do grupo. Foi estabelecida uma estratégia de centralização de TI pela Holding para unificação de todas as empresas Eletrobras por meio da reestruturação das áreas, com o reposicionamento da TI, vinculada diretamente à alta administração da empresa, compondo a Vice-presidência de Inovação, P&D, Digital e TI (VID). Também faz parte dessa estratégia, a definição de um roadmap de iniciativas prioritárias envolvendo padronização de processos, arquiteturas e soluções de TI.

Na Eletrobras Chesf, a infraestrutura, os serviços e os sistemas de TI presentes em todas as áreas da empresa, desde a operação e manutenção do sistema elétrico, engenharia, até as atividades realizadas pelas áreas administrativas e financeiras, possibilitam que as equipes desenvolvam seu trabalho com maior produtividade e segurança.

A Eletrobras Chesf, em atendimento aos direcionadores estratégicos estabelecidos, fomenta a utilização de tecnologias disruptivas impulsionadoras da Transformação Digital, que possibilitam uma alavancagem nos resultados das diversas áreas de negócio da empresa e a aceleração da Cultura Analítica.

Durante o ano de 2023, coube à Eletrobras Chesf realizar investimentos na ordem de R\$ 28 milhões com destaque para as ações a seguir:

Desenvolvimento de soluções para tratamento analítico avançado de dados, baseadas em tecnologias de Advanced Analytics, envolvendo diversas plataformas relevantes, como machine learning, modelagem preditiva, métodos estatísticos e técnicas de automação de processos, além de ferramentas de business intelligence (BI) para analisar informações. Estas tecnologias têm impulsionado a ciência de dados na empresa viabilizando tendências, prevendo eventos potenciais e possibilitando assertividade no processo de tomada de decisão.

Consolidação da Cultura Data-driven business em toda a empresa, que vem impulsionando os negócios com a geração de informações estratégicas a partir de diversas fontes de dados.

Automação de atividades e processos de negócio baseada em Robotic Process Automation – RPA, cuja entrega compõe o indicador de processos automatizados do IGS 2.0 – Sistema de Indicadores Socioambientais para Gestão da Sustentabilidade Empresarial do Sistema Eletrobras.

Fortalecimento da cultura de implantação de sistemas em arquitetura de instância única e em nuvem, em atendimento às demandas legais, ao planejamento empresarial estratégico e com abrangência corporativa envolvendo todas as empresas do grupo.

No aspecto da mobilidade, desenvolvimento e implantação de aplicativos móveis proporcionando atendimentos mais ágeis às demandas empresariais.

Implantação de novas soluções e serviços de segurança de TI, alinhadas com as estratégias de negócio da empresa, para aprimorar a proteção contra ameaças cibernéticas e visando alcançar o aumento de sua maturidade no tema de cibersegurança.

Em conjunto com a área de Segurança da Informação da Eletrobras, realizamos avaliação de maturidade no tema cibersegurança baseado no framework do NIST e testes de penetração na infraestrutura (pentest).

Implantação de novos módulos, serviços, automatizações e modernização da arquitetura do sistema integrado de gestão SAP ERP em instância única centralizada no ambiente computacional da holding Eletrobras.

## COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA

---

O Capital Social da Eletrobras Chesf, no montante de R\$ 19,37 bilhões, é representado por 55.905 mil ações nominativas, divididas em 54.151 mil ações ordinárias e 1.754 mil ações preferenciais, todas sem valor nominal. Deste total, 100% pertencem à Eletrobras.

## RELACIONAMENTO COM ACIONISTAS

---

A Eletrobras Chesf, como empresa de capital aberto, está sujeita às regras da Comissão de Valores Mobiliários – CVM. A política de relacionamento da Companhia é pautada pela divulgação de informações com transparência, caracterizada pelo respeito aos princípios legais e éticos, alinhados às normas a que está submetida como concessionária de serviço público.

A Companhia possui um canal de divulgação de informações em seu portal corporativo na Internet, [www.chesf.com.br](http://www.chesf.com.br), link “Investidores”. A comunicação com seus acionistas é feita via atendimento telefônico, presencial e endereçamento eletrônico.

## INVESTIMENTOS

---

Nos últimos anos, a Chesf vem diversificando seus investimentos em geração e transmissão de energia elétrica, empregando recursos na construção de ativos próprios e por meio de parcerias em Sociedades de Propósito Específico - SPE.

### INVESTIMENTO EM ATIVOS PRÓPRIOS

No ano de 2023, os investimentos corporativos para a expansão e modernização da capacidade produtiva da Companhia, totalizaram R\$ 2.252,3 milhões, um aumento de 40,7% em relação ao ano de 2022. Este montante está assim distribuído: R\$ 688,4 milhões em geração de energia; R\$ 1.350,6 milhões em obras do sistema de transmissão; e R\$ 213,3 milhões em outros gastos de infraestrutura. O gráfico a seguir apresenta os montantes anuais investidos pela Chesf ao longo dos últimos cinco anos.



## INVESTIMENTOS EM SOCIEDADES DE PROPÓSITO ESPECÍFICO

No ano de 2023, não foi necessária a realização de investimentos em SPEs por parte da Eletrobras Chesf. Todas as sociedades em que a Companhia possui participação encontram-se em plena operação comercial.



## CONJUNTURA ECONÔMICA

Apesar de ainda sentir os impactos causados pelas medidas restritivas decorrentes da pandemia de Covid-19 em 2020, a economia do Brasil cresceu aproximadamente 3% em 2023, segundo estimativas do relatório Perspectiva Econômica Mundial, do Fundo Monetário Nacional – FMI divulgado em 30.01.2024. Praticamente o mesmo crescimento ocorrido no ano de 2022, que foi de 2,9%.

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, o ano de 2023 terminou com um crescimento de 10,3 GW na matriz elétrica, totalizando 199,3 GW de potência instalada fiscalizada, ultrapassando o recorde anterior de 9,5 GW alcançado em 2016, o que representou o maior nível de expansão de nossa capacidade desde o início do acompanhamento pela Agência.

No segmento de transmissão de energia elétrica, a ANEEL realizou em 2023 dois leilões de concessão para novas instalações que totalizam R\$ 37 bilhões em investimentos e 10.655 quilômetros de linhas de transmissão. As instalações leiloadas têm o objetivo de reforçar a rede de transmissão das diversas regiões do Brasil, de modo a expandir o transporte de elevados montantes de energia provenientes dos empreendimentos de geração.

Ainda no setor de Infraestrutura, o governo brasileiro lançou em 2023 o novo Programa de Aceleração do Crescimento – PAC, com investimentos estimados da ordem de R\$ 1,7 trilhão, dos quais aproximadamente R\$ 160 bilhões referem-se a obras de geração e de transmissão de energia elétrica para os próximos anos, significando excelentes oportunidades de investimento para o grupo Eletrobras. Considerando a sua capacidade de realização de investimentos, a Eletrobras Chesf se demonstra apta a contribuir para a ampliação e segurança do setor elétrico, tendo realizado aportes de recursos no ano de 2023 que alcançaram o patamar de R\$ 1,97 bilhão em novas instalações ou em reforços e melhorias nas instalações existentes do sistema elétrico brasileiro. Um crescimento de 22% quando comparado com o ano de 2022. Infraestrutura.

## DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

O desempenho econômico-financeiro está sendo apresentado em conformidade com as demonstrações financeiras da Companhia dos exercícios de 2019 a 2023.

### 14.1 RESULTADO DO EXERCÍCIO

A Companhia registrou no exercício de 2023 um lucro de R\$ 2.773,3 milhões (R\$ 1.509,1 milhões em 2022), representando um aumento de 83,8% em relação ao ano anterior.



### 14.2 RECEITA OPERACIONAL BRUTA – ROB

A Companhia registrou em 2023 receita operacional bruta de R\$ 10.214,9 milhões (R\$ 8.934,3 milhões em 2022), apresentando um aumento de 14,3% em comparação ao exercício anterior. Dentre os indicadores que contribuíram para esse desempenho estão o crescimento em relação ao ano anterior das receitas com fornecimento, suprimento e operação e manutenção de usinas (R\$ 142,2 milhões); crescimento das receitas com operação e manutenção do sistema de transmissão (R\$ 940,7 milhões); crescimento da receita de energia elétrica de curto prazo na CCEE (R\$ 217,8 milhões); e redução de outras receitas operacionais (R\$ 20,1 milhões).



### 14.3 TRIBUTOS E ENCARGOS REGULATÓRIOS SOBRE VENDAS

Os tributos e encargos regulatórios sobre vendas totalizaram R\$ 1.698,4 milhões no ano de 2023 representando um aumento de 8,3% em relação ao exercício anterior. Deste total, R\$ 1.067,2 milhões correspondem a impostos e contribuições sociais e R\$ 631,2 milhões a encargos regulatórios.



### 14.4 RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA - ROL

A receita operacional líquida (ROL), que considera as deduções de impostos e encargos setoriais, apresentou um aumento de 15,6% em relação ao exercício anterior, passando de R\$ 7.365,8 milhões em 2022, para R\$ 8.516,5 milhões em 2023. Os indicadores responsáveis por este crescimento são os mesmos que afetaram à ROB.



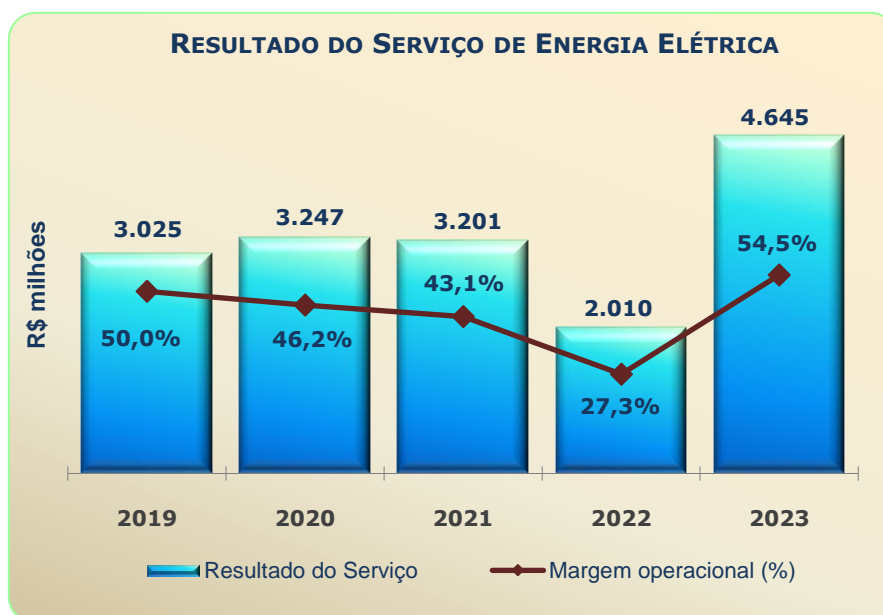
### 14.5 CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 3.871,7 milhões no exercício de 2023, representando uma redução de 27,7% em relação ao exercício anterior. Essa redução foi decorrente do: (i) redução das provisões operacionais, da ordem de R\$ 1.519,0 milhões, impactado principalmente, pelas provisões para contingências, da ordem de R\$ 1.322,1 milhões; (ii) diminuição da despesa com pessoal, em relação ao ano anterior, no valor de R\$ 354,6 milhões; e (iii) aumento da despesa com depreciação no valor de R\$ 299,0 milhões.



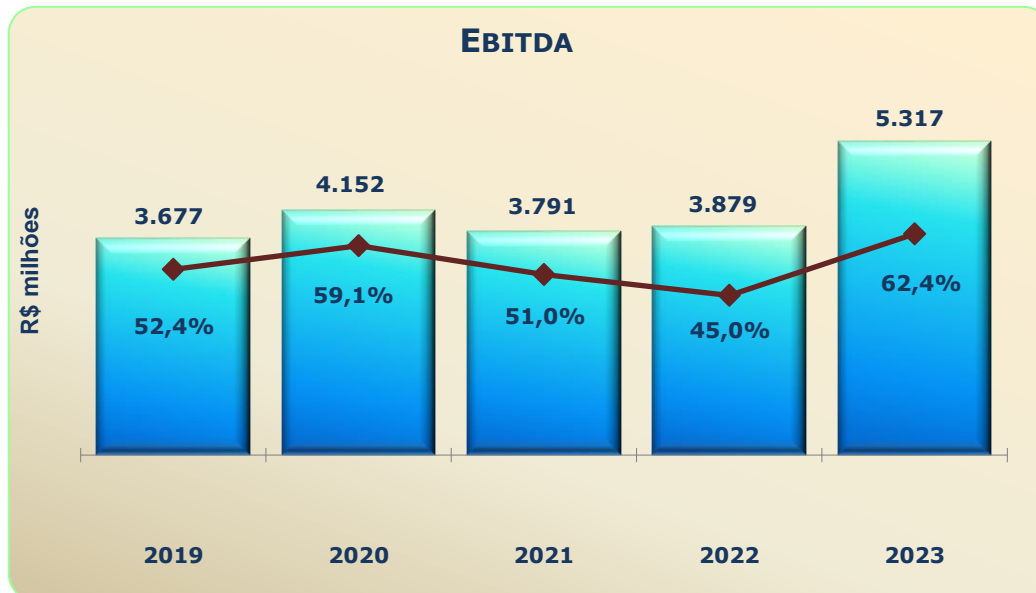
### 14.6 RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA E MARGEM OPERACIONAL

O resultado do serviço (EBIT) em 2023 foi de R\$ 4.644,7 milhões, representando uma variação positiva de 131,1% em relação ao ano anterior que foi de R\$ 2.009,8 milhões. Com este resultado, a margem operacional do serviço (razão entre o resultado do serviço e a receita operacional líquida) passou de 27,3% em 2022 para 54,5% em 2023.



### 14.7 GERAÇÃO OPERACIONAL DE CAIXA (EBITDA)

A geração operacional de caixa, expressa pelo EBITDA, foi de R\$ 5.316,9 milhões em 2023, contra o montante de R\$ 3.879,0 milhões em 2022. A margem EBITDA (razão entre o EBITDA e a Receita operacional líquida) foi de 62,4% em 2023, contra 52,7% obtida em 2022.



	(R\$ milhões)	
<b>DEMONSTRAÇÃO DO EBITDA</b>	<b>2023</b>	<b>2022</b>
<b>Lucro líquido</b>	<b>2.773,3</b>	<b>1.509,1</b>
(+) Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o lucro líquido	46,3	(218,2)
(+) Despesas (receitas) financeiras líquidas	1.870,4	741,2
(+) Depreciação	776,0	477,0
<b>(=) EBITDA</b>	<b>5.466,0</b>	<b>2.509,1</b>
(+) Provisões para contingências	(620,5)	701,6
(+) Reversão Impairment	66,9	(20,2)
(+) Provisões para perda na realização de investimentos	(14,7)	566,1
(+) Contrato oneroso	393,9	23,2
(+) Outras Provisões	25,3	99,2
<b>(=) EBITDA Ajustado</b>	<b>5.316,9</b>	<b>3.879,0</b>

## 14.8 RESULTADO FINANCEIRO

O resultado financeiro foi negativo em 2023, no valor de R\$ 1.870,4 milhões, contra o valor negativo de R\$ 741,2 milhões registrado em 2022, representando uma variação negativa de R\$ 1.129,1 milhões.

Receitas (despesas) financeiras	(R\$ milhões)	
	2023	2022
Resultado de aplicações financeiras	199,3	251,6
Variações monetárias e acréscimos moratórios - energia vendida	4,7	7,8
Variações monetárias de empréstimos e financiamentos	(8,9)	(21,3)
Encargos de dívida dos empréstimos e financiamentos	(226,6)	(92,8)
Encargos de dívida - obrigações com CDE	(958,4)	(457,3)
Encargos de dívida - revitalização das bacias hidrográficas	(142,2)	(74,8)
Variações monetárias - obrigações com CDE	(578,8)	(82,0)
Variações monetárias - revitalização das bacias hidrográficas	(132,7)	(9,2)
Outras variações monetárias	157,8	111,2
Outras receitas (despesas) financeiras	(184,6)	(374,4)
<b>(=) Resultado financeiro líquido</b>	<b>(1.870,4)</b>	<b>(741,2)</b>

## 14.9 FINANCIAMENTOS, EMPRÉSTIMOS E DEBÊNTURES

O endividamento bruto, que inclui os encargos contabilizados e o principal da dívida com instituições financeiras, encerrou no exercício de 2023 com R\$ 3.048,0 milhões, um aumento de 194,5% em relação à 2022.

A posição da dívida líquida (financiamentos, empréstimos e debêntures, deduzidos das disponibilidades) apresentou ao final do exercício, o saldo positivo de R\$ 1.075,9 milhões, que demonstra a condição deficitária de caixa e equivalentes de caixa em relação ao endividamento bruto da companhia, conforme demonstrado a seguir:

FINANCIAMENTOS, EMPRÉSTIMOS E DEBÊNTURES			
Dívida Bruta	(R\$ milhões)		
	2023	2022	Δ%
Curto prazo – moeda nacional	177,6	207,4	(14,4)
Longo prazo – moeda nacional	2.870,4	827,7	246,8
<b>Dívida Bruta Total</b>	<b>3.048,0</b>	<b>1.035,1</b>	<b>194,5</b>
(-) Caixa e equivalentes de caixa e TVM	1.280,2	1.261,0	1,5
<b>Dívida líquida</b>	<b>1.767,7</b>	<b>(225,9)</b>	<b>(882,6)</b>

## RELACIONAMENTO COM AUDITORES INDEPENDENTES

Em 2023, a Eletrobras Chesf teve como Auditor Independente exclusivo a PriceWaterhouseCoopers Auditores Independentes ("PWC").

Em cumprimento à Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, informamos que no último exercício encerrado em 31 de dezembro de 2023, os auditores independentes da Companhia exerceram somente os serviços contratados de auditoria contábil externa. anos.

## GESTÃO

---

### ASSEMBLEIA GERAL DE ACIONISTAS

O mais alto órgão da estrutura de governança é a Assembleia Geral de Acionistas, cujas principais funções são:

- tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras;
- deliberar sobre a destinação do lucro líquido do exercício e a distribuição de dividendos;
- eleger os membros do Conselho de Administração e fixar a remuneração global dos administradores;
- eleger os membros do Conselho Fiscal e fixar específica, quando determinada sua instalação pelo Acionista Único;
- deliberar sobre alienação, no todo ou em parte, de ações do capital social da Companhia ou de suas controladas, alteração do capital social, venda de valores mobiliários, se em tesouraria, venda de debêntures de que seja titular, de empresas das quais participe e emissão de debêntures conversíveis ou não em ações;
- deliberar sobre operações de cisão, fusão, incorporação societária, dissolução e liquidação da Companhia;
- deliberar sobre permuta de ações ou outros valores mobiliários;
- deliberar sobre reforma do Estatuto Social;
- deliberar sobre autorização para a empresa mover ação de responsabilidade cível contra os administradores pelos prejuízos causados ao seu patrimônio;
- deliberar sobre eleição e destituição, a qualquer tempo, de liquidantes, julgando-lhes as contas;
- deliberar sobre os relatórios da administração e de controles internos, bem como as contas da Diretoria Executiva;
- deliberar sobre proposta da Diretoria Administrativo-Financeira sobre a remuneração aos acionistas, com base nas diretrizes fixadas pela Vice-presidência Financeira e de Relações com Investidores da Eletrobras e tendo em vista os resultados intermediários apurados nos termos da legislação aplicável;
- deliberar sobre planos de remuneração dos administradores, com base em proposta do Acionista Único;
- deliberar sobre eleição e destituição, a qualquer tempo, dos administradores e conselheiros fiscais da Companhia;
- deliberar sobre autorização para que os administradores possam confessar falência e a pedir recuperação judicial/extrajudicial; e
- deliberar sobre outros assuntos que forem propostos pelo Acionista Único, pelo Conselho de Administração da Companhia, pela Diretoria Executiva, por Diretor, quando aplicável, ou pelo Conselho Fiscal, quando em funcionamento.

### CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal, de funcionamento não permanente, quando instalado pela Assembleia Geral, na forma da lei, será composto por três membros efetivos e igual número de suplentes, eleitos pela Assembleia Geral, sendo seus membros todos residentes no país, que exercerão seus cargos até a primeira Assembleia Geral Ordinária que se realizar após a sua eleição, e poderão ser reeleitos, observados os requisitos e impedimentos fixados na legislação, no Estatuto Social da Companhia e, naquilo que lhe for aplicável, nas orientações e regras de indicações fixadas pela Eletrobras.

O Conselho Fiscal, quando instalado, tem suas competências definidas no Estatuto Social da Companhia.

A Assembleia Geral Ordinária de Acionistas – AGO da Eletrobras Chesf, em 25/04/2024, não instalou o Conselho Fiscal.

## **ADMINISTRAÇÃO**

A Eletrobras Chesf é administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria Executiva, órgãos colegiados de funções deliberativas, com atribuições previstas em lei, no Estatuto Social da Companhia e nas diretrizes e regras de alçadas expedidas pela Eletrobras.

O Conselho de Administração, órgão colegiado da Companhia, é formado por até três membros, eleitos pela Assembleia Geral, com prazo de gestão unificado de dois anos, sendo permitidas reeleições.

Compete ao Conselho de Administração implementar a orientação geral formulada pelo Acionista Único para os negócios da Companhia, conforme as diretrizes, regras e normas fixadas pela Eletrobras, bem como demais competências previstas no Estatuto Social da Companhia.

Reúne-se ordinariamente uma vez a cada três meses, e, extraordinariamente, sempre que se fizer necessário.

A Diretoria Executiva é o órgão colegiado de administração com atribuição para decidir sobre competências específicas fixadas no Estatuto Social da Companhia e nas orientações e regras de alçadas definidas pela Eletrobras, sendo constituída por um Diretor-Presidente, um Diretor de Operação e Manutenção e um Diretor Administrativo-Financeiro, eleitos pelo Conselho de Administração, que exercerão suas funções em regime de tempo integral, com prazo de gestão unificado de dois anos, sendo permitidas reeleições.

Reúne-se ordinariamente uma vez por mês, ou em outra periodicidade a ser definida pela Diretoria Executiva da Eletrobras, com a maioria dos seus membros e, extraordinariamente em casos de necessidade, para deliberar sobre as competências fixadas expressamente no Estatuto Social da Companhia e pela Eletrobras.

## **COMITÊS DE ACESSORAMENTO AO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

### **PLANEJAMENTO EMPRESARIAL**

O Planejamento Estratégico é um processo dinâmico e robusto, realizado anualmente pela companhia. Esse processo é composto por várias etapas desde a concepção da estratégia empresarial, passando pelo seu desdobramento em todos os níveis da organização, sua implementação, monitoramento, controle até as revisões periódicas do modelo estabelecido.

O Plano Estratégico traçado para o período 2024-2028, é um plano que abrange todas as empresas Eletrobras e expressa os desafios para recalibrar e materializar as aspirações da Eletrobras com a finalização do processo de desestatização da companhia, ocorrido em junho de 2022.

O novo Plano Estratégico reflete o momento de reestruturação da companhia, trazendo um conjunto de iniciativas com temas transversais que visam impactar a eficiência e os resultados, o portfólio de negócios, a uniformidade de processos, dentre outros que concretizam todas as mudanças necessárias para tornar a Eletrobras uma Corporation líder em geração, transmissão e comercialização de energia elétrica no país.

Todas as iniciativas presentes no Plano estão alinhadas às diretrizes e objetivos estratégicos que são monitorados por meio de indicadores e metas definidos pela alta gestão para o alcance da Estratégia da Eletrobras, agregando valor ao acionista e buscando a maximização de receita e a redução de custos e riscos envolvidos.

## GESTÃO PELA QUALIDADE TOTAL

### GESTÃO DE PESSOAS

Em 31 de dezembro de 2023, a Eletrobras Chesf contava com uma força de trabalho (quadro efetivo de pessoal) de 2.343 funcionários do quadro próprio. Do total, havia 358 mulheres e 1.985 homens.

No mesmo período, a taxa de rotatividade foi de 16,69%. Em 2023, houve 221 admissões e 561 desligamentos, principalmente em virtude de Plano de Demissão Voluntária – PDV.

Em 2023, o investimento total em ações educacionais da Eletrobras Chesf foi de R\$ 3,2 milhões. A oferta de capacitação permitiu maior acessibilidade em diversos meios, tanto em dispositivos de mesa (desktops, laptops) quanto móveis (celulares e tablets).

A Eletrobras Chesf busca de forma ativa e permanente a melhoria de seus processos, o aprimoramento e a atualização profissional dos seus empregados. As diretrizes estratégicas para o exercício nortearam as ações educacionais que capacitaram os funcionários e gestores nas competências prioritárias, sejam técnicas, gerenciais ou gerais, preparando-os para atuarem frente aos desafios organizacionais.

As ações educacionais obrigatórias ou recomendadas foram ministradas nas modalidades presenciais e/ou à distância, em conformidade com as recomendações ou requisitos legais exigidos, garantindo que os funcionários estejam bem preparados, atualizados e alinhados com os objetivos organizacionais, promovendo assim o crescimento sustentável da empresa.

A Companhia concede aos seus funcionários próprios os seguintes benefícios, de forma voluntária e por meio de cláusulas de Acordo Coletivo de Trabalho: assistência materno infantil; assistência educacional; reembolso com despesas de uniforme e material escolar; auxílio educacional ensino superior para funcionários; convênio academia; atendimento médico e de enfermagem nos ambulatórios da Chesf; assistência médico-hospitalar, odontológica e demais serviços de saúde; reembolso de medicamentos; auxílio óculos e lentes; auxílio de compra de aparelho auditivo; assistência à pessoa com deficiência; complementação de auxílio-doença; auxílio funeral; pecúlio por morte ou invalidez, decorrente de acidente de trabalho; auxílio-refeição e alimentação; vale transporte ou transporte com veículo próprio da empresa; seguro de vida em grupo; e previdência privada; prorrogação de licença-maternidade; extensão de licença-paternidade; participação nos lucros e resultados.

Em 2023, a Eletrobras Chesf continuou com ações já consolidadas de fortalecimento da cultura de saúde e segurança do trabalho – SST e da promoção da saúde integral dos funcionários, mas também foram lançadas diversas iniciativas que movimentaram a empresa para o engajamento em SST.

Houve a continuidade anual do Exame Médico Periódico – EMP e do Programa de Qualidade de Vida para todos os funcionários, contribuindo para o controle das doenças crônicas mais prevalentes na população brasileira, como as doenças cardiovasculares e os cânceres de mama, próstata e colo do útero.

Entre as campanhas programáticas, houve a vacinação contra a influenza, atendendo a 1.718 empregados próprios e a 763 de prestadores de serviços em toda a Empresa, resultando em 2.481 pessoas da força de trabalho alcançadas. Também foram realizadas palestras e ações referentes às campanhas Outubro Rosa e Novembro Azul, para prevenção ao Câncer de Mama e ao Câncer de Próstata, respectivamente, como subsídio a exames específicos, corrida em alusão ao Setembro Amarelo, e palestra sobre Janeiro Branco. Além disso, em parceria com as outras empresas Eletrobras, foram realizadas palestras on-line relativas ao Dia Mundial da Saúde e ao Dia Nacional de Prevenção e Combate à Hipertensão Arterial.

Em relação à Saúde Mental, os atendimentos psicossociais foram realizados tanto por meio de sistema de videochamada, como também de modo presencial, dependendo de cada situação. O serviço de agendamento pela Rede de Apoio Psicossocial, em parceria com todas as empresas Eletrobras, continuou disponível para que empregados, de qualquer uma dessas empresas, pudessem agendar eletronicamente seu atendimento com Psicóloga(o) ou Assistente Social da Rede. Também foram realizados Trabalhos de Grupo atendendo demandas

específicas, com os seguintes temas: Saúde Mental no Trabalho, Enfrentamento ao Luto, Comportamento Seguro e Saudável.

O Programa Viver+, voltado à promoção da saúde integral e bem-estar dos operadores, foi realizado pela equipe psicossocial com a aplicação de pesquisa diagnóstica e entrevistas individuais aos operadores de turno da Companhia e a elaboração de Planos de Ação Individuais de Grupo, sempre que necessários.

Os Centros de Promoção da Saúde – CPS, de Sobradinho, Recife Salvador, permaneceram ativos durante o primeiro semestre de 2023, sendo substituídos pelo Programa Gympass. A alteração objetivou maior alcance, abrangendo todos os funcionários, estimulando o combate ao sedentarismo e a mudança de estilo de vida, permitindo a prática de atividade física, melhorando os níveis de saúde, contribuindo para controle de doenças crônicas, melhoria do clima organizacional e da integração dos empregados. Permanecendo ainda neste contexto, a empresa ainda ofereceu o serviço de Ginástica Laboral, no formato presencial, no escritório Sede da Empresa. Essas ações contribuem para a saúde integral dos colaboradores, previnem doenças osteomusculares, promovem a redução do absenteísmo, a qualidade de vida, o bem-estar e a melhoria do clima organizacional.

Ainda no âmbito esportivo, no incentivo às corridas de rua, duas em destaque: uma em referência ao Dia do Trabalhador, promovida pelo SESI-PE, e a outra, em alusão ao Setembro Amarelo.

As feiras de produtos orgânicos da Sede e de Salvador continuaram funcionando, quinzenalmente e semanalmente, respectivamente, oferecendo itens livres de agrotóxicos, cultivados por agricultores da região, estimulando uma alimentação saudável e valorizando os produtores locais.

A saúde ocupacional está atuando de forma mais integrada e estratégica, reduzindo barreiras geográficas é alinhada à Eletrobras. A SST tem tido oportunidade de dialogar com os novos empregados, contribuindo para a jornada do colaborador e trazendo a cultura de SST para o *onboarding*. As reuniões de análise crítica de SST continuaram a ser realizadas mensalmente, assegurando o patrocínio da alta administração para o tema.

Em 2023, a Eletrobras Chesf passou a ter um controle mais efetivo sobre os dados de acidentes com as empresas contratadas, com esses indicadores sendo acompanhados pela Diretoria Executiva da Empresa, bem como pelo seu Conselho de Administração. Diversas auditorias de Saúde e Segurança do Trabalho foram realizadas pelas equipes da Companhia, verificando não conformidades nos aspectos de SST com exigências de correções por parte das empresas contratadas. Além das auditorias, programas específicos foram lançados, como Os Dez Compromissos pela Vida, Segurança é Nossa Energia, RAC de SSO com Empresas Contratadas. Todos tiveram o objetivo de apresentar e manter o padrão em SST exigido pela Eletrobras Chesf a todos os trabalhadores que executam atividades em seu sistema elétrico de potência.

No ano de 2023, a Taxa de Frequência Acumulada de Acidentes Típicos com Afastamento (TFAT) encerrou o ano com um resultado de 2,78, superior ao limite de tolerância especificado para a empresa, de 1,81. A Taxa de Gravidade Acumulada de Acidentes Típicos com Afastamento (TGAT) para o ano de 2023 foi de 55,21. Essas taxas referem-se aos acidentes com empregados próprios da Eletrobras Chesf.

A Operação da Eletrobras Chesf manteve a certificação na norma ISO 45001:2018, pela Certificadora Brasileira de Gestão, nas usinas de Xingó/SE, Paulo Afonso IV/BA e Boa Esperança/PI, sendo essas as primeiras usinas entre as empresas Eletrobras a conseguirem essa certificação. A sua renovação assegura a melhoria contínua do desempenho de saúde e segurança ocupacional da empresa, acompanhado de um expressivo conjunto de investimentos em adequações físicas, visando o atendimento de requisitos legais de saúde e segurança do seu parque de usinas.

Também é importante ressaltar que as ações das Comissões Internas de Prevenção de Acidentes e Assédio – CIPA, em toda a Companhia, foram de extrema importância na cultura de SST. Mediante suas inspeções, as Comissões colaboraram efetivamente e proativamente com um ambiente de trabalho mais seguro e saudável. Deve-se destacar, também, a realização da Semana Interna de Prevenção de Acidentes de Trabalho – SIPAT Integrada com todas as Empresas Eletrobras, sendo a primeira edição contando com a participação de todas as Comissões Internas de Prevenção de Acidentes e Assédio (CIPA). O tema da edição foi: Diferentes Sotaques, Mesmo Propósito – Proteger Vidas.

## RESPONSABILIDADE SOCIAL

A Eletrobras Chesf apoia e realiza iniciativas e projetos de investimento social privado de forma estratégica, com o objetivo de contribuir com a redução da desigualdade social e com o desenvolvimento sustentável de seus territórios de convivência.

O projeto de Responsabilidade Social Lagos do São Francisco, termo de cooperação técnico-financeira firmado entre a Eletrobras Chesf, Embrapa Semiárido e BNDES, tem como objetivo estimular o desenvolvimento sustentável de comunidades rurais no entorno das barragens do Complexo de Paulo Afonso e as usinas hidroelétricas de Itaparica (Luiz Gonzaga) e Xingó, no rio São Francisco, beneficiando, cerca de quatro mil agricultores familiares, moradores de doze municípios dos estados de Alagoas (Piranhas, Olho D'Água do Casado, Delmiro Gouveia e Pariconha), Bahia (Paulo Afonso, Glória e Rodelas), Pernambuco (Jatobá e Petrolândia) e Sergipe (Canindé de São Francisco, Poço Redondo e Nossa Senhora da Glória). Ao promover ações de pesquisa, desenvolvimento e transferência de tecnologias e de capacitação de técnicos, estudantes, produtores e pescadores, o projeto visa à melhoria da renda e da qualidade de vida dos moradores da região. Em 2023, beneficiou cerca de 1.800 pessoas, entre produtores, estudantes, totalizando mais de 5.000 desde o início de sua implantação.

O projeto socioambiental “Semeando Resiliência no Território Chapada Diamantina: Implantação de Núcleos Agroecológicos de Restauração Ambiental” está sendo implementado pelo Instituto Pedagógico de Desenvolvimento Agro-social e Comunitário – Inpac em 21 comunidades, incluindo oito quilombolas, localizadas nos municípios de Piatã, Abaíra, Andaraí, Ibicoara, Boninal, Seabra e Morro do Chapéu, no Território da Chapada Diamantina (BA). Entre os objetivos do projeto estão: promover técnicas de conservação e restauração de solos; implementar técnicas de reuso de resíduos sólidos e líquidos para utilização nas propriedades; formar agentes locais para multiplicar as ações nas demais comunidades; contribuir na implantação de tecnologias sociais de baixo custo; e criar oportunidades de geração de renda.

As ações do projeto Conservação e Desenvolvimento para o Entorno de Áreas Protegidas da Caatinga: Comunidades da Zona de Amortecimento do Parque Estadual das Sete Passagens foram executadas em oito comunidades rurais e quilombolas localizadas no município de Miguel Calmon (BA). Teve como principais objetivos a definição por meio de Diagnóstico Rural Participativo de um planejamento voltado para a conservação e gestão dos recursos hídricos das comunidades localizadas no entorno de uma reserva da biosfera da Caatinga e a implementação de tecnologias sociais hídricas voltadas à melhoria no acesso e oferta da água e à produção agrícola familiar.

Em 2023, a Eletrobras Chesf manteve parceria com treze instituições para implementação de projetos sociais voltados ao enfrentamento a quaisquer formas de violência e exploração sexual de crianças e adolescentes e à promoção da inclusão social e a qualidade de vida da pessoa idosa em situação de vulnerabilidade. Desenvolvidos nos municípios de Fortaleza (CE), Altinho (PE), Glória do Goitá (PE), Serra Talhada (PE), Paulista (PE) e Arcoverde (PE), os projetos Nossa Dança, a Arte da Mudança; Combatendo e Prevenindo o Abuso e a Exploração Sexual de Crianças e Adolescentes; Vivências Inclusivas; Papo de Futuro 4.0; Desenvolvendo Cidadania: A Educação que Floresce do Campo; Entre Histórias: Crescendo e Florescendo a Rede de Proteção à Criança e Adolescente com Deficiência; Projeto Transformando Realidade; Terra Educadora; Enfrentamento ao Trabalho Infantil Protagonizando Direitos; Orquestra Contemporânea do Centro Cultural Maloca dos Brilhantes: Escola de Iniciação Musical; Longevidade com Dignidade: Cuidar, Proteger e Promover; Idosos da Terra: Alegria de Viver - Ano IV; e Deixa Viver, beneficiaram milhares de pessoas.

A Eletrobras Chesf promoveu e incentivou a participação de seus colaboradores em ações de voluntariado empresarial em territórios de atuação da Companhia. Com a campanha de arrecadação de alimentos do "Dia de Doar 2023", promovida pelas empresas Eletrobras em parceria com o Programa SESC Mesa Brasil, foram arrecadados o total de 683 kg de alimentos, em Recife (PE), Salvador (BA) e Sobradinho (BA), que serão doados para instituições que atuam na área da Assistência Social em todo o país

A Companhia mantém, de forma permanente, a Campanha Banho do Bem, com arrecadação e doação de itens de higiene pessoal para pessoas em situação de rua, em Recife (PE), a Campanha de arrecadação de garrafas pet que são doadas para a ONG Fábrica de Vassouras Ecológicas, composta por mulheres em situação de vulnerabilidade social, em Recife (PE). Elas transformam o material em vassouras e vendem, gerando emprego e renda para a comunidade, a Campanha de recolhimento de caixas tetrapak, que são limpas e destinadas à produção de mantas térmicas para doação a moradores em situação de rua, e a Campanha Banho do Bem, com arrecadação de itens de higiene trazidos por colaboradores (kits de hotéis ou comprados), doados para projetos que promovem a possibilidade

de moradores em condição de rua tomarem banho. Entre os itens doados estão xampu, condicionador, sabonete, escova e creme dental, entre outros.

A campanha Natal Solidário Eletrobras Chesf 2023 arrecadou 582 presentes, sendo 455 Recife (PE), para as creches Bongí, Esperança e Semente de Um Mundo Novo, 127 presentes para a creche Sociedade Beneficente Criança Feliz, em Salvador (BA).

Em parceria com a ONG Amor Forte, foi realizado o I Encontro de Empreendedorismo Feminino – Ela Pode, para mulheres do entorno da Sede da Companhia, em Recife (PE). Nesse evento, as mulheres puderam expor seus produtos e serviços. Em parceria com a ONG Comitê da Cidadania dos Chesfianos de Recife (CCCR) e ONG Amor Forte, foi realizada a palestra “Empreendedorismo Feminino: do protagonismo ao sucesso”, proferida pelo Sebrae Pernambuco, para mulheres moradoras das comunidades do entorno da Sede da Companhia, em Recife.

Rodas de conversa foram realizadas nos municípios de Glória do Goitá e Recife (PE) sobre enfrentamento à exploração sexual de crianças e adolescentes. Nos momentos, foram distribuídos gibis da Turma da Mônica sobre o Estatuto da Criança e do Adolescente, uma parceria da Eletrobras Chesf com o Instituto Maurício de Sousa.

## CHESF EM NÚMEROS

<b>Atendimento</b>	<b>2023</b>	<b>2022</b>	<b>%</b>
Número de empregados	2.343	2.694	-13,03%
<b>Operacionais</b>	<b>2023</b>	<b>2022</b>	<b>%</b>
Número de usinas em operação (*)	26	26	0,0%
Número de subestações	143	138	3,6%
Linhas de transmissão (Km)	22.042,90	21.999,3	0,2%
Capacidade instalada (MW)	10.460,4	10.460,4	0,0%
<b>Financeiros</b>	<b>2023</b>	<b>2022</b>	<b>%</b>
Receita operacional bruta (R\$ mil)	10.214.850,0	8.934.331,0	14,33%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	8.516.457,0	7.365.778,0	15,62%
Margem operacional da atividade líquida (%)	54,5%	23,7%	129,85%
EBITDA OU LAJIDA (R\$ mil)	4.553.665,0	3.836.546,0	18,69%
Lucro líquido (R\$ mil)	2.773.317,0	1.509.054,0	83,78%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	26.427.796,0	15.490.711,0	70,60%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	10,5%	9,7%	-

## INFORMAÇÕES DE NATUREZA SOCIAL E AMBIENTAL

Os principais indicadores que representam a responsabilidade corporativa e socioambiental da Chesf, com base no Balanço Social consolidado, são demonstrados a seguir:

1 - Geração e Distribuição de Riqueza		Em 2023:		7.870.278		Em 2023:		5.189.692					
Distribuição do Valor Adicionado		22,53% governo		12,26% empregados		27,84% governo		25,91% empregados					
A Demonstração do Valor Adicionado - DVA está apresentada, na íntegra, no conjunto das Demonstrações Contábeis.		36,57% acionistas		28,64% terceiros		29,08% acionistas		17,17% terceiros					
2 - RECURSOS HUMANOS		Em 2023:				Em 2022:							
2.1 - Remuneração		Em 2023:				Em 2022:							
Folha de pagamento bruta (FPB)		784.547				964.214							
- Empregados		775.434				959.694							
- Administradores		9.113				4.520							
Relação entre a maior e a menor remuneração:													
- Empregados		27,6				34,1							
- Administradores		1,7				1,1							
2.2 - Benefícios Concedidos		Valor (mil)		%sobre FPB		%sobre RL		Valor (mil)		%sobre FPB		%sobre RL	
Encargos Sociais		184.739		23,5%		2,2%		222.870		23,1%		3,0%	
Alimentação		48.640		6,2%		0,6%		60.509		6,3%		0,8%	
Transporte		190		0,0%		0,0%		186		0,0%		0,0%	
Previdência privada		47.141		6,0%		0,6%		64.978		6,7%		0,9%	
Saúde		81.598		10,4%		1,0%		75.588		7,8%		1,0%	
Segurança e medicina do trabalho		7.501		1,0%		0,1%		11.383		1,2%		0,2%	
Educação e Creche		16.803		2,1%		0,2%		16.372		1,7%		0,2%	
Cultura		-		0,0%		0,0%		-		0,0%		0,0%	
Capacitação e desenvolvimento profissional		2.984		0,4%		0,0%		5.046		0,5%		0,1%	
Creches ou auxílio creche		-		0,0%		0,0%		-		0,0%		0,0%	
Participação nos lucros ou resultados		51.118		6,5%		0,6%		86.925		9,0%		1,2%	
Outros		-		0,0%		0,0%		856		0,1%		0,0%	
<b>Total</b>		<b>440.714</b>		<b>56,2%</b>		<b>5,2%</b>		<b>544.713</b>		<b>56,5%</b>		<b>7,4%</b>	
2.3 - Composição do Corpo Funcional													
Nº de empregados no final do exercício		2.343				2.694							
Nº de admissões		221				3							
Nº de demissões		561				410							
Nº de estagiários no final do exercício		1				1							
Nº de empregados portadores de necessidades especiais no final do exercício		116				144							
Nº de prestadores de serviços terceirizados no final do exercício		3.807				3.455							
Nº de empregados por sexo:													
- Masculino		1.985				2.228							
- Feminino		358				466							
Nº de empregados por faixa etária:													
- Menores de 18 anos		-				-							
- De 18 a 35 anos		266				192							
- De 36 a 60 anos		1.934				2.109							
- Acima de 60 anos		143				393							
Nº de empregados por nível de escolaridade:													
- Analfabetos		-				-							
- Com ensino fundamental		45				106							
- Com ensino médio		906				230							
- Com ensino técnico		55				791							
- Com ensino superior		979				1.143							
- Pós-graduados		358				424							
Percentual de ocupantes de cargos de chefia, por sexo:													
- Masculino		81,0%				77,0%							
- Feminino		19,0%				23,0%							
2.4 - Contingências e Passivos Trabalhistas:													
Nº de processos trabalhistas movidos contra a entidade		348				485							
Nº de processos trabalhistas julgados procedentes		518				282							
Nº de processos trabalhistas julgados improcedentes		171				61							
Valor total de indenizações e multas pagas por determinação da justiça		0				-							

<b>3 - Interação da Entidade com o Ambiente Externo</b>	<b>Valor (mil)</b>	<b>% sobre RO</b>	<b>% sobre RL</b>	<b>Valor (mil)</b>	<b>% sobre RO</b>	<b>% sobre RL</b>
<b>3.1 - Relacionamento com a comunidade</b>						
Total dos investimentos em:						
Educação	-	0,0%	0,0%	1.200	0,1%	0,0%
Cultura	80	0,0%	0,0%	2.793	0,2%	0,0%
Saúde e infraestrutura	-	0,0%	0,0%	1.200	0,1%	0,0%
Esporte e lazer	-	0,0%	0,0%	930	0,1%	0,0%
Alimentação	100	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Geração de trabalho e renda	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Reassentamento de famílias	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
<b>Total dos investimentos</b>	<b>180</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>6.123</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,1%</b>
Tributos (excluídos encargos sociais)	1.414.937	50,2%	16,6%	1.022.152	79,2%	13,9%
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	210.518	7,5%	2,5%	222.458	17,2%	3,0%
<b>Total - Relacionamento com a comunidade</b>	<b>1.625.635</b>	<b>57,7%</b>	<b>19,1%</b>	<b>1.250.733</b>	<b>96,9%</b>	<b>17,0%</b>
<b>3.2 - Interação com os Fornecedores</b>	<b>São exigidos controles sobre:</b>					
Critérios de responsabilidade social utilizados para a seleção de seus fornecedores	Riscos ambientais, condições ambientais de trabalho, controle médico de saúde ambiental, prática de trabalho noturno, perigoso ou insalubre de menores de 18 anos; nem menores de dezesseis anos em qualquer atividade, salvo na condição de menor aprendiz.					
<b>4 - Interação com o Meio Ambiente</b>	<b>Em 2023:</b>			<b>Em 2022:</b>		
	<b>Valor (mil)</b>	<b>% sobre RO</b>	<b>% sobre RL</b>	<b>Valor (mil)</b>	<b>% sobre RO</b>	<b>% sobre RL</b>
Investimentos e gastos com manutenção nos processos operacionais para a melhoria do meio ambiente	28.337	1,0%	0,3%	10.730	0,8%	0,1%
Investimentos e gastos com a preservação e/ou recuperação de ambientes degradados	719	0,0%	0,0%	2.264	0,2%	0,0%
Investimentos e gastos com a educação ambiental para empregados, terceirizados, autônomos e administradores da entidade	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Investimentos e gastos com educação ambiental para a comunidade	984	0,0%	0,0%	2.361	0,2%	0,0%
Investimentos e gastos com outros projetos ambientais	628	0,0%	0,0%	3.998	0,3%	0,1%
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade	4	0,0%	0,0%	3	0,0%	0,0%
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental, determinadas administrativas e/ou judicialmente	-	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
Passivos e contingências ambientais	713.520	25,3%	8,4%	420.325	32,6%	5,7%
<b>Total da Interação com o meio ambiente</b>	<b>744.188</b>	<b>26,4%</b>	<b>8,7%</b>	<b>439.681</b>	<b>34,1%</b>	<b>6,0%</b>
<b>5 - Outras informações</b>	<b>Em 2023:</b>			<b>Em 2022:</b>		
Receita Líquida (RL)	8.516.457			7.365.778		
Resultado Operacional (RO)	2.819.607			1.290.849		

Recife, 26 de abril de 2024

**A Administração**

## BALANÇO PATRIMONIAL REGULATÓRIO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023 E 2022

(valores expressos em milhares de reais)

ATIVO	NOTA	31/12/2023	31/12/2022
<b>CIRCULANTE</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	6	1.027.866	874.173
Títulos e valores mobiliários	7	252.052	386.643
Consumidores, concessionárias e permissionárias	8	1.263.702	1.061.548
Remuneração de participações societárias	9	34.278	54.279
Tributos a recuperar	11	129.178	81.575
Imposto de renda e contribuição social	10	511.033	630.323
Cauções e depósitos vinculados	12	52.069	28.782
Almoxarifado		131.882	126.087
Serviço em curso		351.094	495.319
Outros		728.886	321.197
		<b>4.482.040</b>	<b>4.059.926</b>
Ativos mantidos para venda	38	-	143.622
		<b>4.482.040</b>	<b>4.203.548</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
<b>REALIZÁVEL A LONGO PRAZO</b>			
Títulos e valores mobiliários	7	692.091	403.589
Tributos a recuperar	11	224.828	214.093
Imposto de renda e contribuição social diferido		1.028.203	989.039
Cauções e depósitos vinculados	12	622.684	541.800
Outros		24.313	60.641
		<b>2.592.119</b>	<b>2.209.162</b>
<b>INVESTIMENTOS</b>			
Avaliados por equivalência patrimonial	13	4.768.339	4.811.210
Outros investimentos		16.882	16.882
		<b>4.785.221</b>	<b>4.828.092</b>
<b>IMOBILIZADO</b>	14	14.882.658	13.643.881
<b>INTANGÍVEL</b>	15	29.533.664	29.611.755
		<b>51.793.662</b>	<b>50.292.890</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>		<b>56.275.702</b>	<b>54.496.438</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

**BALANÇO PATRIMONIAL REGULATÓRIO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023 E 2022**
*(valores expressos em milhares de reais)*

<b>PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>NOTA</b>	<b>31/12/2023</b>	<b>31/12/2022</b>
<b>CIRCULANTE</b>			
Empréstimos, financiamentos e debêntures	18	177.582	207.407
Fornecedores	17	647.137	622.384
Tributos a recolher	11	145.822	285.739
Remuneração aos acionistas	20	373.789	592.047
Obrigações estimadas	26	428.191	557.716
Benefício pós-emprego	23	270.871	187.658
Encargos setoriais	19	179.782	353.427
Obrigações decorrentes da Lei 14.182/2021	25	886.940	597.699
Outros		48.414	41.374
		<b>3.158.528</b>	<b>3.445.451</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>			
Empréstimos, financiamentos e debêntures	18	2.870.373	827.706
Provisões para litígios	24	3.415.279	4.208.697
Benefício pós-emprego	23	3.642.214	3.579.524
Obrigações decorrentes da Lei 14.182/2021	25	15.514.791	14.604.759
Contratos onerosos	22	484.445	90.499
Adiantamentos para futuro aumento de capital	21	-	11.766.222
Encargos setoriais	19	228.611	219.571
Obrigações vinculadas à concessão	28	466.931	197.003
Outros		66.734	66.295
		<b>26.689.378</b>	<b>35.560.276</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>			
	29		
Capital social		19.370.176	9.753.953
Reservas de capital		4.916.199	4.916.199
Reservas de lucros		3.021.974	1.763.644
Dividendo adicional proposto		-	695.808
Outros resultados abrangentes acumulados		(880.553)	(569.824)
Prejuízos acumulados		-	(1.069.069)
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		<b>26.427.796</b>	<b>15.490.711</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		<b>56.275.702</b>	<b>54.496.438</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023 E 2022**  
(valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2023	31/12/2022
<b>RECEITA</b>	31		
Fornecimento de Energia Elétrica		875.082	863.486
Suprimento de Energia Elétrica		3.237.170	3.106.590
Energia elétrica de curto prazo		328.535	110.777
Disponibilidade do sistema de transmissão e distribuição		5.713.301	4.772.638
Outras receitas		60.762	80.840
		<b>10.214.850</b>	<b>8.934.331</b>
<b>Tributos</b>	31		
ICMS		(154.518)	(148.724)
PIS-PASEP		(162.636)	(140.727)
Cofins		(749.129)	(648.183)
ISS		(896)	(968)
<b>ENCARGOS - PARCELA "A"</b>	32		
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(83.878)	(72.607)
Reserva Global de Reversão - RGR		(36.338)	(43.164)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE		(160.748)	(152.582)
CFURH		(210.518)	(222.458)
Taxa de Fiscalização da Aneel		(58.928)	(36.184)
Outros Encargos		(80.804)	(102.956)
		<b>(1.698.393)</b>	<b>(1.568.553)</b>
<b>RECEITA LÍQUIDA</b>		<b>8.516.457</b>	<b>7.365.778</b>
<b>CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS - Parcela "A"</b>	32		
Energia Elétrica Comprada para revenda		(244.526)	(235.667)
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão/Distribuição		(1.077.079)	(948.925)
		<b>(1.321.605)</b>	<b>(1.184.592)</b>
<b>RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS</b>		<b>7.194.852</b>	<b>6.181.186</b>
<b>CUSTOS GERENCIÁVEIS - Parcela "B"</b>	32		
Pessoal e Administradores	33	(1.190.573)	(1.545.188)
Material		(43.479)	(43.454)
Serviço de terceiros		(367.620)	(326.597)
Arrendamentos e Aluguéis		(9.742)	(9.327)
Seguros		(16.812)	(14.803)
Doações, Contribuições e Subvenções		(32.878)	(8.272)
Provisões		149.105	(1.369.900)
(-) Recuperação de Despesas		12.169	14.942
Tributos		(15.071)	(18.856)
Depreciação e Amortização		(775.967)	(477.013)
Gastos Diversos		(259.276)	(372.894)
		<b>(2.550.144)</b>	<b>(4.171.362)</b>
<b>RESULTADO DA ATIVIDADE</b>		<b>4.644.708</b>	<b>2.009.824</b>
Equivalência Patrimonial		45.274	22.274
<b>Resultado Financeiro</b>	34		
Receita financeira		367.938	390.107
Despesa financeira		(2.238.313)	(1.131.356)
		<b>2.819.607</b>	<b>1.290.849</b>
<b>RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS SOBRE O LUCRO</b>		<b>2.819.607</b>	<b>1.290.849</b>
Imposto de renda e contribuição social		(46.290)	218.205
<b>LUCRO/PREJUÍZO DO EXERCÍCIO</b>		<b>2.773.317</b>	<b>1.509.054</b>
<b>Lucro básico por ação (R\$)</b>	30	49,61	58,43

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM  
31 DE DEZEMBRO DE 2023 E 2022**  
(valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2023	31/12/2022
Lucro do exercício		2.773.317	1.509.054
Outros componentes do resultado abrangente			
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego		(138.686)	(240.628)
Reavaliação de ativos - RBSE		(193.192)	(217.277)
Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos sobre		21.149	36.696
Outros componentes do resultado abrangente do exercício		(310.729)	(421.209)
Total do resultado abrangente do exercício		2.462.588	1.087.845

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

**DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO**  
(valores expressos em milhares de reais)

	CAPITAL SOCIAL	RESERVAS DE CAPITAL	RESERVAS DE LUCROS			DIVIDENDOS ADICIONAIS PROPOSTOS	PREJUÍZOS ACUMULADOS	OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES	PATRIMÔNIO LÍQUIDO
			LEGAL	ESPECIAL	INCENTIVOS FISCAIS				
<b>Em 31 de dezembro de 2021</b>	<b>9.753.953</b>	<b>4.916.199</b>	<b>660.986</b>	-	<b>950.143</b>	-	<b>(356.506)</b>	<b>(148.615)</b>	<b>15.776.160</b>
Ajuste de exercícios anteriores	-	-	-	-	-	-	(677.485)	-	(677.485)
Resultado atuarial com benefícios pós-emprego	-	-	-	-	-	-	-	(203.932)	(203.932)
Reavaliação de Ativos - RBSE	-	-	-	-	-	-	-	(217.277)	(217.277)
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	1.509.054	-	1.509.054
Constituição de reservas	-	-	82.137	-	-	-	(82.137)	-	-
Dividendos propostos	-	-	-	-	-	695.808	(695.808)	-	-
Juros sobre o Capital Próprio - JCP	-	-	-	-	-	-	(695.809)	-	(695.809)
Reserva especial	-	-	-	-	70.378	-	(70.378)	-	-
<b>Em 31 de dezembro de 2022</b>	<b>9.753.953</b>	<b>4.916.199</b>	<b>743.123</b>	-	<b>1.020.521</b>	<b>695.808</b>	<b>(1.069.069)</b>	<b>(569.824)</b>	<b>15.490.711</b>
Ajuste de exercícios anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aumento de capital com AFAC	9.616.223	-	-	-	-	-	-	-	9.616.223
Ações em Tesouraria	-	-	-	(96.395)	-	-	-	-	(96.395)
Resultado atuarial com benefício pós-emprego - nota 23	-	-	-	-	-	-	-	(117.537)	(117.537)
Reavaliação de Ativos - RBSE	-	-	-	-	-	-	-	(193.192)	(193.192)
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	2.773.317	-	2.773.317
Constituição de reservas	-	-	78.637	1.075.055	177.028	-	(1.330.720)	-	-
Dividendos adicionais propostos	-	-	-	-	-	(695.808)	-	-	(695.808)
Reserva de incentivos fiscais	-	-	-	-	24.005	-	-	-	24.005
Dividendos mínimos obrigatórios	-	-	-	-	-	-	(373.528)	-	(373.528)
<b>Em 31 de dezembro de 2023</b>	<b>19.370.176</b>	<b>4.916.199</b>	<b>821.760</b>	<b>978.660</b>	<b>1.221.554</b>	-	-	<b>(880.553)</b>	<b>26.427.796</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

**DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA REGULATÓRIO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023 E 2022**  
(valores expressos em milhares de reais)

	31/12/2023	31/12/2022
<b>ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>		
<b>Resultado do exercício antes do imposto de renda e da contribuição social</b>	<b>2.819.607</b>	<b>1.290.849</b>
<b>Ajustes para reconciliar o lucro com o caixa gerado pelas operações:</b>		
Depreciação e amortização	775.967	477.013
Variações monetárias líquidas	557.934	1.275
Encargos financeiros	1.327.219	624.922
Resultado da equivalência patrimonial	(45.274)	(22.274)
Receitas do ativo contratual - transmissão		
Benefícios pós-emprego - ajuste atuarial	389.743	358.139
Provisões (reversões) operacionais	(75.616)	(371.529)
Outras	(311.655)	940.385
	<b>2.618.318</b>	<b>2.007.931</b>
<b>(Acréscimos)/decréscimos nos ativos operacionais</b>		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(284.222)	(97.268)
Títulos e valores mobiliários	(193.005)	1.768.174
Almoxarifado	(5.795)	(42.160)
Outros	129.806	287.957
	<b>(353.216)</b>	<b>1.916.703</b>
<b>Acréscimos/(decréscimos) nos passivos operacionais</b>		
Fornecedores	24.753	161.773
Obrigações estimadas	(34.640)	12.142
Encargos setoriais	(160.540)	67.621
Outros	147.336	(112.485)
	<b>(23.091)</b>	<b>129.051</b>
Pagamento de encargos financeiros	(246.127)	(82.180)
Recebimento da RAP e indenizações		
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(115.445)	(384.754)
Recebimento de remuneração de investimentos em participações societárias	122.894	182.993
Pagamento de previdência complementar	(339.910)	(245.525)
Incentivo ao desligamento	(120.404)	262.783
Pagamento de litígios	(143.749)	1.172.076
Pagamentos obrigações Lei nº 14.182/2021	(584.060)	(1.982.374)
Cauções e depósitos vinculados	5.575	(179.194)
Repactuação do Risco Hidrológico	-	(52.325)
<b>Caixa líquido proveniente das atividades operacionais</b>	<b>3.640.392</b>	<b>4.036.034</b>
<b>ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>		
Empréstimos e financiamentos obtidos e debêntures obtidas	19.294	-
Pagamento de empréstimos e financiamentos e debêntures - principal	(175.294)	(175.991)
Pagamento de remuneração aos acionistas	(1.287.594)	(1.394.720)
Outros	(96.395)	-
	<b>(1.539.989)</b>	<b>(1.570.711)</b>
<b>ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>		
Aquisição de ativo imobilizado	(1.891.729)	(12.208.030)
Aquisição de ativo intangível	(54.981)	
Recursos recebidos de acionistas e partes relacionadas	-	10.607.118
<b>Caixa líquido (usado nas) proveniente das atividades de investimento</b>	<b>(1.946.710)</b>	<b>(1.600.912)</b>
<b>Acréscimo (redução) no caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>153.693</b>	<b>864.411</b>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	874.173	9.762
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	1.027.866	874.173
	<b>153.693</b>	<b>864.411</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis

## **NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DESMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2023**

*(valores expressos em milhares de reais, exceto os mencionados em contrário)*

### **NOTA 1 – CONTEXTO OPERACIONAL**

A Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf (“Companhia”), com sede na Rua Delmiro Gouveia, 333, Bairro de San Martin, CEP 50761-901, na cidade do Recife, capital do Estado de Pernambuco, é uma empresa de capital aberto, controlada da Centrais Elétricas Brasileiras S.A.- Eletrobras, criada pelo Decreto-Lei nº 8.031/1945, com operações iniciadas em 15/03/1948. Tem como atividades principais a geração e a transmissão de energia elétrica, atuando em todo o território nacional, tendo hoje como principais compradoras as regiões Sudeste e Nordeste.

As operações da Companhia contam na atividade de Geração de energia com 12 usinas hidrelétricas e 14 usinas eólicas, perfazendo uma potência instalada de 10.460,4 MW (10.460,4 MW em 2022) e na atividade de transmissão de energia o sistema é composto por 143 (137 em 2022) subestações e 22.042,9 km (21.999,3 km em 2022) de linhas de alta tensão.

Além do parque de geração e sistemas de transmissão próprios, antes mencionados, a Companhia participa, em sociedade com outras empresas, da construção e operação de usinas de geração hidráulica e de geração eólica com capacidades instaladas de 15.385,0 MW (15.646,0 MW, em 2022) e 93,0 MW (93,0 MW, em 2022), respectivamente. Há também empreendimentos de transmissão compostos por 6.125,0 km (6.130,3 km em 2022) de linhas de transmissão, conforme nota 3.

A emissão destas demonstrações contábeis foi aprovada pelo Conselho de Administração, em 14 de março de 2024.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, associação civil de direito privado, sem fins lucrativos, com funcionamento autorizado pela Resolução nº 351/1998, da Aneel, desde 01 de março de 1999, assumiu o controle e a operação do Sistema Interligado Nacional – SIN. Nesse contexto, as usinas e a rede básica de transmissão estão sob a coordenação operacional, supervisão e controle do referido órgão.

### **NOTA 2 – DESTAQUES DE 2023**

#### **2.1 – Incorporações de Ações**

Em janeiro de 2023, os acionistas da Eletrobras, reunidos na 185ª Assembleia Geral Extraordinária, aprovaram a incorporação da totalidade das ações de emissão das controladas Chesf, CGT Eletrosul, Furnas e Eletronorte. A aprovação das Incorporações de Ações também ocorreu nas Assembleias Gerais das subsidiárias.

#### **2.2 – Aumento de capital social**

Em 31 de maio de 2023, a Companhia realizou a 193ª Assembleia Geral Extraordinária, que deliberou sobre o aumento de capital social, no montante de R\$ 9.616.222, por meio da capitalização do saldo de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC), concedido pela controladora Eletrobras, sem a emissão de novas ações.

#### **2.3 – Pagamento JSCP**

Em 27 de junho de 2023, a Companhia realizou o pagamento de Juros sobre o Capital Próprio para os detentores de ações da Companhia da ordem de R\$ 695.809.

#### **2.4 – Reversão de provisão de litígios**

Em 30 de setembro de 2023, a Companhia registrou de reversão de provisão referente ao processo movido pela Energia Potiguar, para pagamento de indenização por força de prejuízos ocasionados pelo suposto atraso na entrega da linha de transmissão 230 kV Extremoz II – João Câmara II, integrante do Contrato de Concessão nº 019/2010, no montante de R\$ 643.246. Esta reversão foi decorrente de decisão do Superior Tribunal de Justiça – STJ anulando o rejuízo das apelações e ordenou a devolução dos autos ao Tribunal de origem para que seja julgado o mérito da apelação.

## 2.5 – Programa de Demissão Voluntária - PDV

Em 21 de junho de 2023, a Companhia implantou o Plano de Demissão Voluntária 2023 (PDV 2023), no montante de R\$ 120.404, de forma incentivada e com caráter voluntário de adesão para todos os funcionários da Companhia, como instrumento de adequação do quadro de pessoal.

### NOTA 3 – CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA

A Chesf detém, diretamente ou por meio de suas controladas em conjunto e coligadas, concessões de energia elétrica nos segmentos de Geração e Transmissão, cujo detalhamento, capacidade instalada e prazos de vencimento estão listados a seguir:

#### I – Concessões e Autorizações de Geração

- Geração hidrelétrica

Contrato	Usinas Hidrelétricas (UHE)	Capacidade Instalada (MW) (*)	Localização	Ano
001/2010	Belo Monte	11233,10	PA	2045
002/2008	Jirau	3750,00	RO	2043
001/2022	Xingó	3162,00	SE / AL	2052
001/2022	Paulo Afonso IV	2462,40	BA	2052
001/2022	Luiz Gonzaga (Itaparica)	1480,00	PE / BA	2052
001/2022	Sobradinho	1050,30	BA	2052
001/2022	Paulo Afonso III	794,20	BA	2052
001/2022	Paulo Afonso II	443,00	BA	2052
001/2014	Sinop	401,88	MT	2049
001/2022	Apolônio Sales (Moxotó)	400,00	AL	2052
001/2022	Boa Esperança	237,30	PI / MA	2052
001/2022	Paulo Afonso I	180,00	BA	2052
001/2022	Funil	30,00	BA	2052
001/2022	Pedra	20,01	BA	2052
006/2004	Curemas	3,52	PB	2026

(\*) Informações não auditadas.

O prazo está contemplando a extensão de outorga decorrente da repactuação do risco hidrológico (Lei nº 14.052/2020), homologada pelas Resoluções ANEEL 2.919/2021 e 2.932/2021.

- Geração eólica

Contrato	Centrais Geradoras Eólicas (EOL)	Capacidade Instalada (MW) (*)	Localização	Ano
007/2010	Casa Nova I	180	BA	2043
220/2014	Casa Nova II	33	BA	2049
225/2014	Casa Nova III	28	BA	2049
388/2012	Caiçara I	27	RN	2047
399/2012	Junco I	24	RN	2047
417/2012	Junco II	24	RN	2047
418/2012	Caiçara II	18	RN	2047
219/2014	Coqueirinho II	16	BA	2049
286/2014	Tamanduá Mirim II	16	BA	2049
152/2014	Angical II	10	BA	2049
154/2014	Caititú II	10	BA	2049
174/2014	Carcará	10	BA	2049
176/2014	Corrupião III	10	BA	2049
177/2014	Caititú III	10	BA	2049
153/2014	Teiú II	8	BA	2049
150/2014	Acauã	6	BA	2049
151/2014	Arapapá	4	BA	2049
213/2014	Papagaio	10	BA	2049

A capacidade utilizada corresponde à geração média, em MW, no exercício.

A potência instalada das usinas, que é sempre superior à sua produção, considera:

- a existência de períodos, tanto ao longo do dia, como no horizonte anual, em que ocorrem maior ou menor demanda de energia no sistema para o qual a usina, ou sistema de geração, está dimensionado;
- a existência de períodos também em que máquinas são retiradas da operação para a execução de manutenção, seja preventiva ou corretiva;
- que a produção das usinas hidráulicas depende ainda da disponibilidade hídrica do rio onde está localizada. Em períodos de maior hidraulicidade pode ser possível elevar a geração, bem como pode haver a necessidade de sua redução durante os períodos de escassez d'água, como ocorre nos períodos de racionamento de energia elétrica.

## II – Concessões de Transmissão de Energia Elétrica

- Transmissão

### Linhas de Transmissão

Contrato	Índice de reajuste	Nº de subestações <sup>1</sup>	Km <sup>1</sup>	RAP Ciclo 2023/2024 (R\$)	Vencimento	
					Início	Final
061/2001	IPCA	112	19.428,5	4.730.821	2013	2043
008/2011	IPCA	5	285,8	90.111	2011	2041
019/2012	IPCA	3	60,3	61.433	2012	2042
004/2010	IPCA	4	34,3	46.339	2010	2040
017/2009	IPCA	5	95,8	42.825	2009	2039
019/2010	IPCA	7	321,0	33.739	2010	2040
007/2005	IGPM	2	208,1	30.651	2005	2035
006/2009	IPCA	3	49,0	29.806	2009	2039
018/2012	IPCA	6	207,8	23.480	2012	2042
010/2007	IPCA	2	94,5	21.666	2007	2037
010/2011	IPCA	3	65,4	19.391	2011	2041
017/2011	IPCA	2	45,6	17.825	2011	2041
012/2007	IPCA	4	316,0	16.757	2007	2037
020/2010	IPCA	2	115,0	13.629	2010	2040
008/2005	IGPM	2	119,8	13.450	2005	2035
021/2010	IPCA	2	91,3	10.962	2010	2040
018/2009	IPCA	2	144,8	10.663	2009	2039
009/2011	IPCA	2	64,1	7.853	2011	2041
005/2008	IPCA	3	110,2	6.282	2008	2038
005/2012	IPCA	4	40,6	28.013	2012	2042
014/2008	IPCA	2	145,0	9.542	2008	2038
007/2010	IPCA	1	-	15.481	2010	2040
013/2010	IPCA	1	-	15.370	2010	2040
014/2010	IPCA	1	-	9.075	2010	2040
017/2012	IPCA	2	-	16.118	2012	2042
<b>22.042,9</b>				<b>5.321.283</b>		

(\*) Informações não auditadas.

## III – Controladas em conjunto e coligada - Transmissão

A Companhia detém ainda, por intermédio de suas controladas em conjunto e coligada, as seguintes concessões:

- Transmissão

Contrato	SPE	Participação	Índice de reajuste	RAP Ciclo 2023/2024	Vencimento	
					Início	Final
022/2011	Iterligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	IPCA	132.137.825	09/12/2011	09/12/2041
005/2004	STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	IGP-M	171.741.990	18/02/2004	18/02/2034
				<b>303.879.815</b>		

(\*) Informações não auditadas.

## NOTA 4 – BASE DE ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

### 4.1. Declaração de conformidade

As demonstrações contábeis foram preparadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil incluindo os pronunciamentos, interpretações e orientações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e as normas internacionais de relatório financeiro (International Financial Reporting Standards (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB)) (atualmente denominadas pela Fundação IFRS como "normas contábeis IFRS®" (*IFRS® Accounting Standards*), incluindo as interpretações emitidas pelo *IFRS Interpretations Committee (IFRIC® Interpretations)* ou pelo seu órgão antecessor, *Standing Interpretations Committee (SIC® Interpretations)* e evidenciam todas as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis, e somente elas, as quais estão consistentes com as utilizadas pela administração na sua gestão.

As políticas contábeis materiais aplicadas na preparação dessas demonstrações contábeis estão sumarizadas nas notas explicativas.

### 4.2. Base de preparação e mensuração

A preparação das demonstrações contábeis, requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e, também, o exercício de julgamento por parte da Administração, no processo de aplicação das práticas contábeis da Companhia, as quais são apresentadas nas respectivas notas explicativas que tratam dos temas de suas aplicações. Aquelas transações, divulgações ou saldos que requerem maior nível de julgamento, que possuem maior complexidade e para as quais premissas e estimativas são significativas, estão divulgadas na nota 5.

As demonstrações contábeis foram elaboradas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos e os ativos mantidos para a venda que são mensurados pelo menor valor entre o valor contábil e o valor justo menos os custos de venda.

### 4.3. Moeda funcional e moeda de apresentação das demonstrações contábeis

A moeda funcional da Companhia é o real, que é a moeda de seu principal ambiente econômico de operação. As demonstrações contábeis são apresentadas em milhares de reais arredondadas para o número mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

### 4.4. Políticas contábeis materiais

As principais políticas contábeis aplicadas na preparação destas demonstrações contábeis estão apresentadas nas respectivas notas explicativas. Essas políticas vêm sendo aplicadas de modo consistente em todos os exercícios apresentados, com exceção da implementação das novas normas, interpretação e orientações relacionadas a seguir.

#### 4.4.1 – Adoção de novas normas e interpretações

As emissões/alterações abaixo de normas IFRS efetuadas pelo IASB que são efetivas para o exercício iniciado em 2023 não tiveram impactos nas demonstrações contábeis da Companhia:

Norma revisada	Alteração	Aplicável a partir
IAS 8/CPC 23 : Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro	As emendas introduziram a definição de estimativas contábeis e incluíram outras alterações para auxiliar as Companhias a distinguirem as mudanças nas estimativas contábeis de mudanças nas políticas contábeis.	01/01/2023
IAS 1/CPC 26 (R1) - Apresentação das demonstrações financeiras	As emendas introduziram a substituição da divulgação de "políticas contábeis significativas" pela divulgação de "políticas contábeis materiais" e a orientação para auxiliar as entidades na aplicação da definição de "material" ao tomar decisões sobre divulgações de políticas contábeis materiais.	01/01/2023
IAS 12/CPC 32: Tributos sobre o Lucro	As emendas introduziram o requerimento do reconhecimento de um ativo fiscal diferido e um passivo fiscal diferido quando uma única transação gera diferenças temporárias tributáveis e dedutíveis no mesmo momento.	01/01/2023

#### 4.4.2 – Novas normas e interpretações não vigentes

A Companhia não espera impactos materiais nas suas demonstrações contábeis quanto às aplicações das alterações normativas emitidas abaixo, as quais tem sua adoção aplicável para o exercício iniciado em 2024:

Norma revisada	Alteração	Aplicável a partir
IAS 1/ CPC 26: Apresentação das Demonstrações Financeiras	As emendas determinam que um passivo deve ser classificado como circulante se a entidade não puder adiar a liquidação por pelo menos doze meses após o período de reporte. A classificação é impactada apenas por covenants cujo cumprimento é obrigatório antes do final do período de reporte, visando proporcionar orientações sobre a classificação de passivos com cláusulas contratuais.	01/01/2024
IFRS 16/ CPC 6 (R2). Arrendamentos	As emendas incluem requerimentos que especificam que o vendedor-arrendatário deve mensurar subsequentemente o passivo de arrendamento derivado da transferência de ativo - que atende aos requisitos para ser reconhecida como receita de venda - e retro arrendamento ('Sale and Leaseback') de forma que não seja reconhecido ganho ou perda referente ao direito de uso retido na transação.	01/01/2024
IAS 7/ CPC 3: Demonstração dos Fluxos de Caixa	Divulgação de operações de Risco Sacado ('Reverse factoring'), que envolvem as Companhias e seus fornecedores. Os novos requisitos de divulgação tornarão visível o uso de acordos de financiamento de fornecedores por uma Companhia e permitirão que os investidores observem como o uso desses instrumentos afetou as operações e a estrutura capital da Companhia.	01/01/2024

A Companhia não adotou antecipadamente nenhuma norma e não são esperados impactos significativos nas demonstrações contábeis para outras normas, alterações e interpretações contábeis emitidas que não estão em vigor ou aplicáveis após o exercício de 2024.

#### 4.5. Investimentos em controladas em conjunto e coligadas

Nas demonstrações contábeis, os investimentos da Companhia em sociedades controladas em conjunto e coligadas são mensurados pelo método de equivalência patrimonial, que reconhece o investimento inicialmente pelo custo e subsequentemente ajusta os valores contábeis desses investimentos com base nos lucros ou prejuízos gerados pelas investidas, na proporção da participação detida, e nas distribuições de dividendos ou juros de capital próprio.

Quando necessário, as demonstrações contábeis das controladas em conjunto e coligadas são ajustadas para adequar suas políticas contábeis àquelas adotadas pela Companhia.

As controladas em conjunto e coligadas estão substancialmente domiciliadas no Brasil.

##### a) Investimentos em coligadas

Coligadas são todas as entidades sobre os quais a Companhia tem influência significativa, e que não se configura como uma controlada nem em uma controlada em conjunto.

##### b) Controladas em conjunto

Negócio em conjunto é aquele em que duas ou mais partes têm o controle conjunto estabelecido contratualmente, podendo ser classificado como uma operação em conjunto ou um empreendimento controlado em conjunto, dependendo dos direitos e obrigações das partes.

### NOTA 5 - ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS CONTÁBEIS

Na aplicação das políticas contábeis, a Administração da Companhia deve fazer julgamentos e elaborar estimativas a respeito dos valores contábeis de receitas, despesas, ativos e passivos, bem como as divulgações nas notas explicativas.

As estimativas e as respectivas premissas estão baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. As estimativas e premissas subjacentes são revisadas continuamente. Os efeitos decorrentes das revisões feitas às estimativas contábeis são reconhecidos no exercício em que as estimativas são revistas, se a revisão afetar apenas este exercício, ou também em exercícios posteriores se a revisão afetar períodos futuros.

Ainda que estas estimativas e premissas sejam permanentemente monitoradas e revistas pela Administração da Companhia, a materialização sobre o valor contábil de receitas, despesas, ativos e passivos são inerentemente incertas, por decorrer do uso de julgamento. Como consequência, a Companhia pode sofrer efeitos em decorrência de imprecisão nestas estimativas e julgamentos que sejam substanciais em exercícios futuros, que podem ter efeito material adverso na sua condição financeira, no resultado de suas atividades e/ou nos seus fluxos de caixa.

A seguir, listamos as estimativas contábeis avaliadas como as mais críticas, estando o seu detalhamento dentro de cada nota explicativa:

Nº	Nota	Estimativas e julgamentos significativos
8	Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	Avaliação de perda esperada de créditos.
10.2	Imposto de renda e contribuição social diferidos - ativo	Realização de créditos tributários com base nas estimativas de lucros tributáveis futuros.
13.1/16/22	Perdas em investimentos, Valor recuperável dos ativos de longo prazo e Contratos Onerosos	Valor presente dos fluxos de caixa futuros, considerando a taxa de desconto determinada pela Companhia.
23	Benefícios a empregados	Premissas atuariais dos planos de benefício pós-emprego.
24	Provisões para litígios e passivos contingentes	Estimativas de perdas em processos judiciais.

## NOTA 6 - CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	31/12/2023	31/12/2022
Caixa e Bancos	5.635	9.927
Aplicações Financeiras (a)	1.022.231	864.246
<b>Total</b>	<b>1.027.866</b>	<b>874.173</b>

(a) As aplicações financeiras são de liquidez imediata, substancialmente com remuneração CDI/SELIC.

Nenhum título público encontra-se classificado como caixa e equivalentes de caixa.

### Prática contábil

O caixa compreende o numerário em espécie e os depósitos bancários disponíveis.

Equivalentes de caixa são aplicações financeiras quando possuem vencimento em até 90 dias, a contar da data de aquisição.

Admite-se que uma aplicação financeira é de curto prazo quando tem vencimento de três meses ou menos, a contar da data de aquisição.

Os saldos de depósitos bancários e de aplicações financeiras de curto prazo com restrições que impeçam o uso generalizado desses valores não são classificados na rubrica de Caixa e Equivalentes de Caixas.

## NOTA 7 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

O detalhamento dos títulos e valores mobiliários, nos fundos nos quais a Companhia aplica seus recursos, se dá como se segue:

Títulos	31/12/2023	31/12/2022
<b>Circulante</b>		
Participações minoritárias	25	25
Fundo Exclusivo - Letras Financeiras do Tesouro Nacional (LFT)	109.548	105.262
Operações Compromissadas - CEF	132.882	220.822
Fundo Exclusivo - Letras Tesouro Nacional (LTN)	-	25.674
Fundo Exclusivo - Notas Tesouro Nacional (NTN-F)	-	11.741
Operações Compromissadas - BB	685	14.475
Títulos da dívida agrária - TDA	8.912	8.644
	<b>252.052</b>	<b>386.643</b>
<b>Não Circulante</b>		
Notas do Tesouro Nacional - NTN - P	242	231
TVM - Fundo de Energia do Nordeste - FEN (caixa restrito)	691.849	403.358
	<b>692.091</b>	<b>403.589</b>
<b>Total</b>	<b>944.143</b>	<b>790.232</b>

### Fundo de Energia do Nordeste (FEN)

Fundo setorial, criado pela Medida Provisória nº 677/2015, convertida na Lei nº 13.182, de 03/11/2015. Os recursos que serão revertidos para o fundo correspondem à diferença entre o preço pago pelos grandes consumidores à Companhia e o custo de geração da energia, nos termos da legislação, com o objetivo de prover recursos para a implantação de empreendimentos de energia elétrica na Região Nordeste do Brasil, por meio de sociedades de propósito específico (SPE) nas quais

a Companhia venha a possuir participação acionária de até 49% do capital próprio dessas sociedades. Considerando a sua natureza, os saldos deste fundo têm características de caixa restrito.

#### Prática contábil

A rubrica de títulos e valores mobiliários é constituída pelas aplicações financeiras que não se caracterizam como caixa e equivalentes de caixa (nota 6). A Companhia historicamente, recupera seus investimentos em aplicações financeiras pelo recebimento de juros e principal, que nesses casos, representam os valores da transação, e posteriormente são atualizados pelos juros transcorridos, com base na taxa de juros efetiva. As atualizações das aplicações financeiras são receitas da Companhia apresentadas no grupo do Resultado Financeiro, na demonstração de resultados.

## NOTA 8 - CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS

Os créditos a receber de curto e longo prazos decorrentes de operações com energia elétrica e da disponibilização do sistema de transmissão apresentam o seguinte perfil:

DESCRIÇÃO	VALORES CORRENTES						VALORES RENEGOCIADOS				31/12/2023	31/12/2022
	CORRENTE A VENCER	CORRENTE VENCIDO					RENEGOCIADO A VENCER	RENEGOCIADO VENCIDO				
	Até 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias	Provisão p/ Devedores Duvidosos	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Provisão p/ Devedores Duvidosos		
Fornecimento de Energia	185.747	11.656	4.542	23.709	221.091	(181.623)	-	-	15.498	(15.498)	265.122	161.702
- Industrial	80.153	11.656	4.542	23.709	221.091	(181.623)	-	-	15.498	(15.498)	159.528	161.702
- Fornecimento Não Faturado	105.594	-	-	-	-	-	-	-	-	-	105.594	0,0%
Suprimento Energia - Moeda Nacional	465.770	1.639	4.921	373	4.517	(4.890)	-	-	-	-	472.330	492.768
Encargos de Uso da Rede Elétrica	482.380	49.679	12.113	8.149	157.336	(183.408)	-	-	-	-	526.250	407.078
<b>TOTAL</b>	<b>1.133.897</b>	<b>62.974</b>	<b>21.576</b>	<b>32.231</b>	<b>382.944</b>	<b>(369.921)</b>	-	-	<b>15.498</b>	<b>(15.498)</b>	<b>1.263.702</b>	<b>1.061.548</b>

a) Suprimento/Fornecimento de Energia

Créditos a receber decorrentes da venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada - ACR e no Ambiente de Contratação Livre - ACL

O aumento no suprimento de energia em 31 de dezembro de 2023 quando comparado ao mesmo período de 2022 se deve, principalmente, em função de reajustes anuais dos preços de energia e aumento no nível de despacho de energia solicitado pelo ONS para as usinas da Companhia.

b) Disponibilização/Conexão do sistema de transmissão

Créditos a receber decorrentes do uso da rede de transmissão pelos usuários conectados à rede.

c) Energia Elétrica de Curto Prazo – CCEE

Créditos a receber decorrentes da liquidação das diferenças entre os montantes de energia Elétrica contratados e os montantes de geração ou consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes da CCEE.

d) Provisão para Perda Estimada em Créditos de Liquidação Duvidosa – PECLD

A Companhia constitui e mantém provisões a partir de análise dos valores constantes das contas a receber vencidas e a vencer, analisando o histórico de perdas e a expectativa da Companhia com relação a perdas esperadas sobre os créditos, cujo montante é considerado pela Administração como suficiente para cobrir eventuais perdas esperadas na realização desses ativos a vencer e vencidos.

As movimentações na provisão nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e 2022 são as seguintes:

Saldo inicial em 31 de dezembro 2022 e 2021	(303.351)	(235.795)
(+) Constituição	(90.172)	(67.556)
(-) Reversão	8.104	-
Saldo final em 31 de dezembro 2023 e 2022	(385.419)	(303.351)

#### Prática contábil

As contas a receber de clientes são contabilizados inicialmente pelo preço da transação e subsequentemente pelos juros e correção monetária contratuais menos os valores recebidos e as perdas esperadas - PECLD.

#### Estimativas e julgamentos críticos

A Companhia mensura as perdas de crédito esperadas para contas a receber de clientes adotando a abordagem simplificada para reconhecimento de perdas esperadas de créditos, utilizando-se de matriz de cálculo com base no relacionamento histórico das contrapartes com a Companhia e nas garantias. Em síntese, nos contratos que não têm garantias, é verificado, no cenário máximo de dois anos, a relação percentual, por cliente, entre o faturamento e o histórico de recebimentos, sendo o percentual apurado aplicado no saldo em aberto de contas a receber do cliente e registrado como perda esperada.

Adicionalmente, para os clientes com saldos renegociados, a Companhia, com base em análise individual do cliente, avalia o risco de inadimplência desses créditos, podendo a chegar ao registro em perdas esperadas de 100% do saldo em aberto, caso o risco de inadimplência seja considerado alto. A análise de crédito individual de cliente, para esses casos, leva em consideração, principalmente, o histórico da cliente, o montante envolvido, as pesquisas em entidades de proteção de créditos e a situação patrimonial do cliente.

## NOTA 9 – REMUNERAÇÃO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

Os valores apresentados referem-se a dividendos e juros sobre o capital próprio a receber, líquidos de Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF), quando aplicável, decorrente de investimentos de caráter permanente mantidos pela Companhia.

	31/12/2023	31/12/2022
<b>Circulante</b>		
Controladas em conjunto		
Interligação Elétrica Garanhuns	12.525	21.867
Interligação Elétrica do Madeira	21.359	25.058
Outros	394	
<b>Coligadas</b>		
Energética Águas da Pedra S.A.	-	7.354
<b>Total</b>	<b>34.278</b>	<b>54.279</b>

### Prática contábil

As remunerações de participações societárias a receber, provenientes dos investimentos da Companhia no capital social de suas controladas em conjunto e coligadas, vide a nota 13, são reconhecidas no ativo quando essas investidas destinam dividendos e juros de capital próprio aos seus acionistas.

## NOTA 10 – IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

### 10.1 – Imposto de renda e contribuição social corrente

	31/12/2023	31/12/2022
<b>Ativo Circulante</b>		
Imposto de Renda corrente	57.388	149.497
IRPJ a compensar de anos anteriores	288.449	-
Contribuição Social corrente	52.842	480.826
CSLL a compensar de anos anteriores	112.354	-
	511.033	630.323

### 10.2 – Imposto de renda e contribuição social diferidos

	31/12/2023	31/12/2022
<b>Ativo não circulante</b>		
Imposto de renda	684.464	670.749
Contribuição social	985.629	965.879
	1.670.093	1.636.628
<b>Passivo não circulante</b>		
Imposto de renda	263.070	265.405
Contribuição social	378.820	382.184
	641.890	647.589
<b>Imposto de renda diferido ativo, líquido.</b>	<b>1.028.203</b>	<b>989.039</b>

### 10.3 – Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

	31/12/2023	31/12/2022
<b>Tributos diferidos ativos</b>		
Provisões Operacionais	173.390	112.486
Provisão para litígios	571.354	710.503
Provisão para contratos onerosos	73.878	13.801
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	78.801	65.591
Registros ORA	704.528	683.378
Adoção inicial Lei 12.973/14	7.423	7.813
Impairment	60.719	43.056
<b>Total Ativo</b>	<b>1.670.093</b>	<b>1.636.628</b>
<b>Tributos diferidos passivos</b>		
Ativo de contrato	557.344	586.806
Ajustes CPC 47	26.186	-
Adoção inicial Lei 12.973/14	17.744	18.683
Repactuação do Risco Hidrológico	40.616	42.100
<b>Total Passivo</b>	<b>641.890</b>	<b>647.589</b>
<b>Tributos diferidos passivos, líquidos</b>	<b>1.028.203</b>	<b>989.039</b>

Os montantes reconhecidos nas demonstrações contábeis são resultantes de nossa melhor estimativa dos lucros tributáveis futuros, sendo a base do valor registrado formada pelas diferenças temporárias da entidade.

A Companhia possui tributos diferidos (líquidos) derivados de diferenças temporárias, cuja realização esperada por exercício futuro é como segue:

Tributos Diferidos Líquidos	
2024	101.810
2025	101.810
2026	78.510
2027	77.893
Após 2027	668.180
<b>Total</b>	<b>1.028.203</b>

### 10.4 – Conciliação da despesa com imposto de renda e contribuição social

	31/12/2023	31/12/2022
	IRPJ/CSLL	
Resultado operacional antes dos tributos	2.819.607	1.290.849
Total do IRPJ e CSLL calculado às Alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	(958.666)	(438.889)
<b>Efeitos de adição de exclusões:</b>		
Doações	(496)	2.415
Previdência Privada (Art. 373 dec 9.580/2028)	105.485	(102.300)
Impairment / contrato oneroso	156.682	1.006
Provisões	453.750	441.861
Equivalência patrimonial	15.393	7.573
Adoção inicial Lei 12.973/2014	1.226	1.226
Amortização GSF	3.308	4.058
JCP	-	236.575
Incentivos fiscais	177.028	64.680
<b>Total da despesa de IRPJ e CSLL</b>	<b>(46.290)</b>	<b>218.205</b>
Alíquota efetiva	1,64%	-16,90%

#### a) Incentivos Fiscais

A Medida Provisória nº 2.199-14, de 24/08/2001, alterada pela Lei nº 11.196, de 21/11/2005, possibilita que as empresas situadas nas regiões de atuação da Sudene que possuam empreendimentos no setor de infraestrutura, considerado em ato do Poder Executivo um dos setores prioritários para o desenvolvimento regional, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de instalação, ampliação, modernização ou diversificação.

A Chesf detém o direito à redução de 75% (setenta e cinco por cento) do Imposto de Renda e Adicionais não Restituíveis, calculados com base no lucro da exploração.

Sobre os contratos de concessões da geração hídrica (UHE Paulo Afonso I, II, III e IV; UHE Apolônio Sales; UHE Funil; UHE Luiz Gonzaga; UHE Pedra; e UHE Xingó) têm o direito ao incentivo da redução concedido para os anos de 2018 a 2027; as UHE Sobradinho, UHE Boa Esperança e UHE Curemas têm o direito para o período de 2019 a 2028; Os contratos de geração eólica EOL Casa Nova II e EOL Casa Nova III têm o direito ao incentivo da redução concedido para o período de 2019 a 2028; Os contratos de transmissão 008/2005, 010/2007, 014/2008, 017/2011 e 018/2009 tem o direito ao incentivo da redução concedido para o período de 2020 a 2029. Os Contratos de Transmissão nº 005/2008, 006/2009; 007/2005; 007/2010; 010/2011; 012/2007; 017/2009; 018/2012; 019/2010; 019/2012; 020/2010; 014/2010; 006/2004 e 021/2010 têm o direito ao incentivo da redução de 75% do imposto para o período de 2018 a 2027. Os Contratos de Transmissão números 009/2011, 013/2010 e 061/2001 tem o direito ao incentivo da redução de 75% do imposto para o período de 2019 a 2028.

Para os contratos com incentivo fiscal a alíquota do imposto de renda de 25%, sofre redução de 75%, calculado sobre o lucro da exploração dos empreendimentos incentivados.

O incentivo fiscal de redução do Imposto de Renda e Adicionais não restituíveis apurados são registrados no resultado do período como redução do imposto de renda, em atendimento ao Pronunciamento Técnico CPC 07 (R1) (IAS 20). A parcela do lucro decorrente desses incentivos fiscais, são objeto de destinação à Reserva de Lucro denominada Reserva de Incentivos Fiscais, em conformidade com o artigo 195-A da Lei nº 6.404/1976, a qual somente poderá ser utilizada para aumento do capital social ou absorção de prejuízos.

Em virtude de trabalho de otimização tributária que vem sendo realizado, a Companhia incrementou o incentivo fiscal de Redução de 75% do imposto de renda. Esse benefício foi possível em consequência da análise minuciosa das receitas líquidas incentivadas da Companhia de acordo com os laudos obtidos junto à Sudene e ratificados pela Receita Federal do Brasil em seus atos concessórios.

Para o ano de 2023 a Companhia registrou incentivo fiscal de redução de 75% do imposto de renda, na ordem de R\$ 177.028.

#### 10.5 – Imposto de renda e contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes

	31/12/2023	31/12/2022
Ajuste ganhos e perdas atuariais	(138.686)	(240.629)
Total do imposto de renda e da contribuição social reconhecidos em outros resultados abrangentes	21.149	36.696

#### Prática Contábil

As despesas de Imposto de Renda e Contribuição Social do exercício compreendem os impostos corrente e diferido. Os impostos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto na proporção em que estiverem relacionados com itens reconhecidos diretamente no patrimônio líquido ou no resultado abrangente. Nesse caso, o imposto também é reconhecido no patrimônio líquido ou no resultado abrangente.

O encargo de Imposto de renda e a Contribuição Social corrente e diferido calculados com base nas alíquotas de 6,25% (devido ao incentivo fiscal que reduz o IRPJ em 75%) para imposto de renda e 9% para a contribuição social sobre o lucro, ambos sobre o lucro tributável, considerando-se a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro tributável do exercício (quando aplicável).

O Imposto de Renda e a Contribuição Social diferidos são reconhecidos usando-se o método do passivo sobre as diferenças temporárias decorrentes de diferenças ente as bases fiscais dos ativos e passivos e seus valores contábeis nas demonstrações contábeis. Entretanto, o Imposto de Renda e a Contribuição Social diferidos não são contabilizados se resultar do reconhecimento inicial de um ativo ou passivo em uma operação que não seja uma combinação de negócios, a qual, na época da transação, não afeta o resultado contábil, nem o lucro tributável (prejuízo fiscal).

O Imposto de Renda e a Contribuição Social diferidos ativo são reconhecidos somente na proporção da probabilidade de que lucro tributável futuro esteja sendo disponível e contra o qual as diferenças temporárias possam ser usadas e sobre as diferenças temporárias decorrentes dos investimentos em controladas, exceto quando o momento da reversão das diferenças temporárias seja controlado pela

Companhia, e desde que seja provável que a diferença temporária não será revertida em um futuro previsível.

Os impostos de renda diferidos ativos e passivos são apresentados pelo líquido no balanço, quando há o direito legal e a intenção de compensá-los quando da apuração dos tributos correntes, em geral relacionado com a mesma entidade legal e mesma autoridade fiscal. Dessa forma, impostos diferidos ativos e passivos em diferentes entidades ou em diferentes países, em geral são apresentados em separado, e não pelo líquido.

#### Estimativas e julgamentos críticos

Para a manutenção dos créditos fiscais diferidos resultantes dos prejuízos fiscais acumulados, a Companhia projeta seus fluxos de caixa futuro considerando as premissas macroeconômicas, a estrutura operacional e seu planejamento estratégico.

### NOTA 11 – IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES

	31/12/2023	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2022
	Ativo circulante		Passivo circulante	
IRPJ	-	-	-	-
IRRF	106.728	61.974	28.341	148.575
CSRF	9.198	7.473	1.654	1.293
PIS/COFINS	4.050	4.050	58.955	50.784
ICMS	-	-	8.045	262
INSS/FGTS	-	-	35.729	73.118
ISS	-	-	11.971	10.115
Outros	9.202	8.078	1.127	1.592
	129.178	81.575	145.822	285.739
	Ativo não circulante		Passivo não circulante	
PIS/COFINS	224.559	214.056	-	-
ICMS	267	37	-	-
	224.826	214.093	-	-
	354.004	295.668	145.822	285.739

### NOTA 12 – CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

	31/12/2023	31/12/2022
Ativo circulante		
Cauções e outros depósitos vinculados	52.069	28.782
	52.069	28.782
Ativo não circulante		
Cíveis	419.270	367.688
Trabalhistas	132.455	152.837
Tributárias	150.040	132.360
(-) Provisão - Depósitos judiciais	(181.035)	(241.902)
Cauções e outros depósitos vinculados	101.955	130.817
	622.685	541.800
	674.754	570.582

#### Prática contábil

Os depósitos judiciais são mensurados inicialmente pelos seus valores nominais e subsequentemente atualizados monetariamente por índices determinados pelos tribunais de justiça, que variam em função da natureza da ação judicial. A redução do saldo ocorre quando há levantamentos de depósitos, seja pela empresa ou pela contraparte.

## NOTA 13 - INVESTIMENTOS

	31/12/2023	31/12/2021
<b>Controlada em conjunto</b>		
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	184.843	180.735
Jirau Energia S.A.	1.790.618	1.781.776
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	398.205	350.037
Norte Energia S.A.	1.691.333	1.818.955
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	353.159	332.021
Vamcruz I Participações S.A.	131.600	130.333
Companhia Energética SINOP S.A.	319.538	333.059
	<b>4.869.296</b>	<b>4.926.916</b>
<b>(-) Provisão para perdas em investimentos</b>	<b>(101.186)</b>	<b>(115.935)</b>
<b>Outras participações</b>	<b>229</b>	<b>229</b>
<b>Outros investimentos</b>		
Bens e direitos para uso futuro	15.791	15.791
Outros	1.091	1.091
	<b>16.882</b>	<b>16.882</b>
<b>Total</b>	<b>4.785.221</b>	<b>4.828.092</b>

### 13.1 – Perdas estimadas em investimentos

A Companhia estima o valor recuperável de seus investimentos com base em seu valor para o acionista, calculado a partir do fluxo de caixa descontado, ou seu valor de mercado, dos dois o maior, de acordo com o CPC 01/IAS 36 - Redução ao Valor Recuperável de Ativos, para os casos em que tenha havido alguma transação sob condições de mercado para alguma SPE.

As premissas utilizadas consideram a melhor estimativa da Administração da Companhia sobre as tendências futuras do setor elétrico e são baseadas tanto em fontes externas de informações como em dados históricos das SPEs. As principais premissas são descritas a seguir:

- Receitas projetadas de acordo com os contratos, sem previsão de prorrogação da concessão/autorização;
- Custos e Despesas Operacionais considerando o Plano de Negócios de cada investida e os valores históricos realizados;
- Cenário Macroeconômico e Balanço Energético alinhados às projeções de mercado;
- Impostos e taxas regulatórias vigentes;
- Saldos das Dívidas e Custos de Financiamento de acordo com os contratos;
- Custo de Capital Próprio - Taxa de desconto ao ano (após os impostos) específica para cada SPE, respeitando o risco setorial, a estrutura de capital e o custo da dívida de cada uma.

Em decorrência dos testes de perdas estimadas, o investimento na Norte Energia S.A. apresentou valor em uso inferior ao patrimônio líquido desta SPE, acarretando o registro de provisão no valor de R\$ 101.186. Para os demais investimentos, o valor em uso ficou superior ao valor do patrimônio líquido, acarretando o registro de reversão de R\$ 115.935.

O saldo das perdas estimadas em investimentos é demonstrado a seguir:

	31/12/2023	31/12/2022
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	-	(46.096)
Companhia Energética SINOP S.A.	-	(69.839)
Norte Energia S.A.	<b>(101.186)</b>	-
<b>Total</b>	<b>(101.186)</b>	<b>(115.935)</b>

### 13.2 – Mutação dos investimentos

Participações societárias e outros investimentos	Saldo em 31/12/2022	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Provisão/Reversão	Saldo em 31/12/2023
<b>Controladas em conjunto</b>					
STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	180.735	(52.145)	56.253	-	184.843
Jirau Energia S.A.	1.781.776	-	8.842	-	1.790.618
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	350.037	(33.923)	82.091	-	398.205
Norte Energia S.A.	1.818.955	-	(127.622)	-	1.691.333
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	332.021	(16.433)	37.571	-	353.159
Vamcruz I Participações S.A.	130.333	(394)	1.661	-	131.600
Companhia Energética SINOP S.A.	333.059	-	(13.521)	-	319.538
<b>Avaliadas ao custo</b>					
Outras participações	229	-	-	-	229
<b>Provisão para perdas em investimentos</b>					
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	(46.096)	-	-	46.096	-
Companhia Energética SINOP S.A.	(69.839)	-	-	69.839	-
Norte Energia S.A.	-	-	-	(101.186)	(101.186)
<b>Total</b>	<b>4.811.210</b>	<b>(102.895)</b>	<b>45.275</b>	<b>14.749</b>	<b>4.768.339</b>

Participações societárias e outros investimentos	Saldo em 31/12/2021	Ativos mantidos para venda	Dividendos e Juros sobre capital próprio	Equivalência patrimonial	Impairment	Outros	Saldo em 31/12/2022
<b>Controladas em conjunto</b>							
STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	258.272	-	(52.964)	43.576	-	(68.149)	180.735
Jirau Energia S.A.	1.802.622	-	-	(20.846)	-	-	1.781.776
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	860.198	-	(61.800)	56.582	-	(504.943)	350.037
Norte Energia S.A.	1.916.057	-	-	(97.102)	-	-	1.818.955
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	413.106	-	(7.414)	30.722	-	(104.393)	332.021
Vamcruz I Participações S.A.	131.625	-	588	(1.880)	-	-	130.333
Companhia Energética SINOP S.A.	352.078	-	-	(19.019)	-	-	333.059
<b>Coligadas</b>							
Energética Águas da Pedra S.A.	145.724	(143.388)	(32.577)	30.241	-	-	-
<b>Avaliadas ao custo</b>							
Outras participações	481	(234)	-	-	-	(18)	229
<b>Provisão para perdas em investimentos</b>							
Jirau Energia S.A.	(154.809)	-	-	-	154.809	-	-
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	(155.205)	-	-	-	109.109	-	(46.096)
Companhia Energética SINOP S.A.	(177.450)	-	-	-	107.611	-	(69.839)
<b>Total</b>	<b>5.392.699</b>	<b>(143.622)</b>	<b>(154.167)</b>	<b>22.274</b>	<b>371.529</b>	<b>(677.503)</b>	<b>4.811.210</b>

### 13.3 - Resumo das Demonstrações Contábeis das Empresas Controladas em Conjunto e Coligada

	31/12/2023									
	Percentual de participação	Ativo Circulante	Ativo Não Circulante	Total do Ativo	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	Patrimônio líquido	Total do passivo	Receita Operacional Líquida	Lucro/(Prejuízo) Líquido
Controladas em conjunto										
STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	150.747	354.364	505.111	41.630	32.789	430.692	505.111	156.431	114.804
Jirau Energia S.A.	20,00%	1.450.472	18.666.697	20.117.169	1.136.429	10.027.652	8.953.088	20.117.169	3.378.906	44.213
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	263.303	2.976.578	3.239.881	406.302	1.208.253	1.625.326	3.239.881	644.501	335.063
Norte Energia S.A.	15,00%	1.927.436	41.176.047	43.103.483	2.393.073	29.452.320	11.258.090	43.103.483	5.764.413	(850.814)
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	38.947	834.542	873.489	44.274	82.921	746.294	873.489	122.496	76.673
Vamcruz I Participações S.A.	49,00%	30.416	489.590	520.006	72.728	178.710	268.568	520.006	66.749	3.390
Companhia Energética SINOP S.A.	24,50%	210.141	2.706.715	2.916.856	143.063	1.469.551	1.304.242	2.916.856	341.162	(55.189)
<b>Total</b>		<b>4.071.462</b>	<b>67.204.533</b>	<b>71.275.995</b>	<b>4.237.499</b>	<b>42.452.196</b>	<b>24.586.300</b>	<b>71.275.995</b>	<b>10.474.658</b>	<b>(331.860)</b>

Obs.: Data-base das demonstrações contábeis 31/12/2023, exceto, STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A, cujas demonstrações possuem data-base em 30/11/2023

	31/12/2022									
	Percentual de participação	Ativo Circulante	Ativo Não Circulante	Total do Ativo	Passivo Circulante	Passivo Não Circulante	Patrimônio líquido	Total do passivo	Receita Operacional Líquida	Lucro/(Prejuízo) Líquido
Controladas em conjunto										
STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	49,00%	83.116	383.757	466.873	41.291	31.369	394.213	466.873	124.517	83.403
Jirau Energia S.A.	20,00%	1.210.513	19.354.405	20.564.918	1.058.167	10.597.876	8.908.875	20.564.918	3.116.478	(104.235)
Interligação Elétrica do Madeira S.A.	24,50%	182.558	3.106.166	3.288.724	446.445	1.413.557	1.428.722	3.288.724	548.467	230.946
Norte Energia S.A.	15,00%	1.760.261	41.691.006	43.451.267	2.254.754	29.070.142	12.126.371	43.451.267	5.565.305	(647.345)
Interligação Elétrica Garanhuns S.A.	49,00%	71.355	793.755	865.110	88.130	99.386	677.594	865.110	112.102	62.699
Vamcruz I Participações S.A.	49,00%	136.771	379.219	515.990	40.235	209.770	265.985	515.990	70.297	(3.839)
Companhia Energética SINOP S.A.	24,50%	214.084	2.768.719	2.982.803	137.850	1.485.522	1.359.431	2.982.803	309.785	(77.624)
Coligadas										
Energética Águas da Pedra S.A.	24,50%	190.568	645.196	835.764	102.228	148.278	585.258	835.764	303.890	147.501
<b>Total</b>		<b>3.849.226</b>	<b>69.122.223</b>	<b>72.971.449</b>	<b>4.169.100</b>	<b>43.055.900</b>	<b>25.746.449</b>	<b>72.971.449</b>	<b>10.150.841</b>	<b>(308.494)</b>

Obs.: Data-base das demonstrações contábeis 31/12/2022, exceto, STN – Sistema de Transmissão Nordeste S.A, cujas demonstrações possuem data-base em 30/11/2022.

### 13.4 – Capital Circulante Líquido de Controladas em Conjunto

Em 31 de dezembro de 2023, as SPEs Norte Energia S.A. e Vamcruz I Participações S.A., apresentaram em seu balanço, capital circulante líquido negativo no montante de R\$ 581.015 (R\$ 494.493 em 31 de dezembro de 2022) e R\$ 42.312 (R\$ 49.384 em 31 de dezembro de 2022), respectivamente. No entanto, a continuidade operacional dessas SPEs não tem necessidade de aporte de capital, pois possui capacidade de fluxo de caixa para reverter a situação momentânea do Capital Circulante Líquido negativo.

#### Prática contábil

A Companhia avalia seus investimentos em controladas em conjunto e coligadas pelo método da equivalência patrimonial, e os outros investimentos pelo custo.

#### Estimativas e julgamentos críticos

##### Perdas em investimentos

Para fins de teste de recuperabilidade de seus investimentos, a Companhia admite como valor recuperável o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, com taxa de desconto que reflete a avaliação atual de mercado e/ou custo de oportunidade da Companhia, o valor da moeda no tempo e os riscos específicos do ativo.

Para os testes de impairment dos ativos que a Companhia iniciou estudos para negociação, ainda não caracterizados contabilmente como disponível para venda, o valor recuperável representa a média dos valores das propostas, ainda não vinculantes, recebidas dos possíveis interessados.

### NOTA 14 – IMOBILIZADO

Os bens que compõem o ativo imobilizado da Companhia, associados e identificados como ativos da concessão de serviços públicos não podem ser vendidos nem oferecidos em garantia a terceiros.

#### 14.1 - Imobilizado segregado por atividade

	Taxas médias anuais de depreciação (%)	31/12/2023	31/12/2022
<b>Geração</b>			
Imobilizações em serviço	2,49%	20.026.580	19.977.905
Depreciação acumulada		(11.815.593)	(11.431.801)
Imobilizações em curso		1.601.137	982.905
Retificadora MP 579		(7.077.396)	(7.371.800)
Impairment		(281.941)	(234.734)
<b>Total da Geração</b>		<b>2.452.787</b>	<b>1.922.475</b>
<b>Transmissão</b>			
Imobilizações em serviço	3,23%	39.462.588	37.926.219
Depreciação acumulada		(29.405.473)	(28.849.868)
Imobilizações em curso		2.690.058	3.059.026
Retificadora MP 579		(883.366)	(927.993)
Impairment		(433.268)	(369.124)
<b>Total da Transmissão</b>		<b>11.430.539</b>	<b>10.838.260</b>
<b>Administração</b>			
Imobilizações em serviço	6,00%	1.591.711	1.368.969
Depreciação acumulada		(1.040.522)	(989.383)
Imobilizações em curso		448.143	503.560
<b>Total da Administração</b>		<b>999.332</b>	<b>883.146</b>
<b>Total</b>		<b>14.882.658</b>	<b>13.643.881</b>

## 14.2 - Movimentação do Imobilizado

Ativo Imobilizado - R\$ Mil	Valor em 31/12/2022	Adições	Baixas	Transferências	Depreciação	Transferências entre Contas	Provisão/Reversão	Valor em 31/12/2023
<b>Geração em Serviço</b>								
Intangível	-	-	-	-	-	-	-	-
Terrenos	1.954.239	-	(5.606)	-	-	-	-	1.948.633
Reservatórios, Barragens e Adutoras	10.698.341	-	(7)	5.046	-	-	-	10.703.380
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	2.021.270	-	(333)	3.467	-	-	-	2.024.404
Máquinas e Equipamentos	5.299.130	-	(9.765)	55.210	-	670	-	5.345.245
Veículos	1.547	-	-	-	-	-	-	1.547
Móveis e Utensílios	3.378	-	(7)	-	-	-	-	3.371
Depreciação	(11.431.801)	-	9.945	-	(393.737)	-	-	(11.815.593)
<b>Total</b>	<b>8.546.104</b>	<b>-</b>	<b>(5.773)</b>	<b>63.723</b>	<b>(393.737)</b>	<b>670</b>	<b>-</b>	<b>8.210.987</b>
<b>Geração em Curso</b>								
Máquinas e Equipamentos	299.602	585.462	-	(15.345)	-	-	-	869.719
Outros	683.303	85.260	-	(48.378)	-	11.233	-	731.418
<b>Total</b>	<b>982.905</b>	<b>670.722</b>	<b>-</b>	<b>(63.723)</b>	<b>-</b>	<b>11.233</b>	<b>-</b>	<b>1.601.137</b>
<b>Retificadora MP 579</b>	<b>(7.371.800)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>294.404</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(7.077.396)</b>
<b>Impairment</b>	<b>(234.734)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(47.207)</b>	<b>(281.941)</b>
<b>Total de Geração</b>	<b>1.922.475</b>	<b>670.722</b>	<b>(5.773)</b>	<b>-</b>	<b>(99.333)</b>	<b>11.903</b>	<b>(47.207)</b>	<b>2.452.787</b>
<b>Transmissão em Serviço</b>								
Terrenos	30.019	-	(1)	234	-	-	-	30.252
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	693.868	-	(527)	54.478	-	-	-	747.819
Máquinas e Equipamentos	37.117.605	229.363	(103.913)	1.357.548	-	(759)	-	38.599.844
Veículos	65.051	-	-	-	-	-	-	65.051
Móveis e Utensílios	19.676	-	(54)	-	-	-	-	19.622
Depreciação	(28.849.868)	-	90.502	-	(646.107)	-	-	(29.405.473)
<b>Total</b>	<b>9.076.351</b>	<b>229.363</b>	<b>(13.993)</b>	<b>1.412.260</b>	<b>(646.107)</b>	<b>(759)</b>	<b>-</b>	<b>10.057.115</b>
<b>Transmissão em Curso</b>								
Máquinas e Equipamentos	1.285.966	1.014.363	-	(1.360.261)	-	-	-	940.068
Outros	1.773.060	26.299	-	(51.999)	-	2.630	-	1.749.990
<b>Total</b>	<b>3.059.026</b>	<b>1.040.662</b>	<b>-</b>	<b>(1.412.260)</b>	<b>-</b>	<b>2.630</b>	<b>-</b>	<b>2.690.058</b>
<b>Retificadora MP 579</b>	<b>(927.993)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>44.627</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(883.366)</b>
<b>Impairment</b>	<b>(369.124)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(64.144)</b>	<b>(433.268)</b>
<b>Total de Transmissão</b>	<b>10.838.260</b>	<b>1.270.025</b>	<b>(13.993)</b>	<b>-</b>	<b>(601.480)</b>	<b>1.871</b>	<b>(64.144)</b>	<b>11.430.539</b>
<b>Administração em Serviço</b>								
Terrenos	18.680	-	-	-	-	-	-	18.680
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	271.488	-	(1.016)	45.829	-	-	-	316.301
Máquinas e Equipamentos	911.223	-	(950)	48.724	-	-	-	958.997
Veículos	32.669	-	(2.163)	33.822	-	-	-	64.328
Móveis e Utensílios	134.909	-	(762)	106.723	-	(7.465)	-	233.405
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciação	(989.383)	-	4.812	-	(56.508)	557	-	(1.040.522)
<b>Total</b>	<b>379.586</b>	<b>-</b>	<b>(79)</b>	<b>235.098</b>	<b>(56.508)</b>	<b>(6.908)</b>	<b>-</b>	<b>551.189</b>
<b>Administração em Curso</b>								
Máquinas e Equipamentos	174.165	109.454	-	(127.978)	-	-	-	155.641
Outros	329.395	70.890	-	(107.120)	-	(663)	-	292.502
<b>Total</b>	<b>503.560</b>	<b>180.344</b>	<b>-</b>	<b>(235.098)</b>	<b>-</b>	<b>(663)</b>	<b>-</b>	<b>448.143</b>
<b>Total da Administração</b>	<b>883.146</b>	<b>180.344</b>	<b>(79)</b>	<b>-</b>	<b>(56.508)</b>	<b>(7.571)</b>	<b>-</b>	<b>999.332</b>
<b>Total do Imobilizado</b>	<b>13.643.881</b>	<b>2.121.091</b>	<b>(19.845)</b>	<b>-</b>	<b>(757.321)</b>	<b>6.203</b>	<b>(111.351)</b>	<b>14.882.658</b>

Ativo Imobilizado - R\$ Mil	Valor em 31/12/2021	Adições	Baixas	Transferências	Depreciação	Transferências entre Contas	Provisão/Reversão	Valor em 31/12/2022
<b>Geração em Serviço</b>								
Intangível	-	-	-	-	-	-	-	-
Terrenos	1.955.314	-	-	-	-	(1.075)	-	1.954.239
Reservatórios, Barragens e Aduadoras	10.279.232	-	-	416.209	-	2.900	-	10.698.341
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	2.014.046	-	-	6.374	-	850	-	2.021.270
Máquinas e Equipamentos	5.006.553	-	(3.979)	296.556	-	-	-	5.299.130
Veículos	1.555	-	(8)	-	-	-	-	1.547
Móveis e Utensílios	3.382	-	(4)	-	-	-	-	3.378
Depreciação	(11.042.358)	-	3.846	-	(393.289)	-	-	(11.431.801)
<b>Total</b>	<b>8.217.724</b>	<b>-</b>	<b>(145)</b>	<b>719.139</b>	<b>(393.289)</b>	<b>2.675</b>	<b>-</b>	<b>8.546.104</b>
<b>Geração em Curso</b>								
Máquinas e Equipamentos	433.675	163.247	-	(296.556)	-	(764)	-	299.602
Outros	870.503	235.383	-	(422.583)	-	-	-	683.303
<b>Total</b>	<b>1.304.178</b>	<b>398.630</b>	<b>-</b>	<b>(719.139)</b>	<b>-</b>	<b>(764)</b>	<b>-</b>	<b>982.905</b>
<b>Retificadora MP 579</b>	<b>(6.743.398)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>309.267</b>	<b>-</b>	<b>(937.669)</b>	<b>(7.371.800)</b>
<b>Impairment</b>	<b>(257.579)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>22.845</b>	<b>(234.734)</b>
<b>Total de Geração</b>	<b>2.520.925</b>	<b>398.630</b>	<b>(145)</b>	<b>-</b>	<b>(84.022)</b>	<b>1.911</b>	<b>(914.824)</b>	<b>1.922.475</b>
<b>Transmissão em Serviço</b>								
Terrenos	29.586	-	-	433	-	-	-	30.019
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	671.626	-	-	22.242	-	-	-	693.868
Máquinas e Equipamentos	36.341.957	-	(90.881)	869.429	-	(2.900)	-	37.117.605
Veículos	65.051	-	-	-	-	-	-	65.051
Móveis e Utensílios	19.694	-	(18)	-	-	-	-	19.676
Depreciação	(28.328.654)	-	78.552	-	(599.766)	-	-	(28.849.868)
<b>Total</b>	<b>8.799.260</b>	<b>-</b>	<b>(12.347)</b>	<b>892.104</b>	<b>(599.766)</b>	<b>(2.900)</b>	<b>-</b>	<b>9.076.351</b>
<b>Transmissão em Curso</b>								
Máquinas e Equipamentos	1.397.408	776.529	-	(869.429)	-	(18.542)	-	1.285.966
Outros	1.673.129	122.606	-	(22.675)	-	-	-	1.773.060
<b>Total</b>	<b>3.070.537</b>	<b>899.135</b>	<b>-</b>	<b>(892.104)</b>	<b>-</b>	<b>(18.542)</b>	<b>-</b>	<b>3.059.026</b>
<b>Retificadora MP 579</b>	<b>(972.619)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>44.626</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(927.993)</b>
<b>Impairment</b>	<b>(418.065)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>48.941</b>	<b>(369.124)</b>
<b>Total de Transmissão</b>	<b>10.479.113</b>	<b>899.135</b>	<b>(12.347)</b>	<b>-</b>	<b>(555.140)</b>	<b>(21.442)</b>	<b>48.941</b>	<b>10.838.260</b>
<b>Administração em Serviço</b>								
Terrenos	18.739	-	(284)	-	-	225	-	18.680
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	272.351	-	(2.730)	84	-	1.783	-	271.488
Máquinas e Equipamentos	886.750	-	(11.449)	36.217	-	(295)	-	911.223
Veículos	31.265	-	(3.800)	6.692	-	(1.488)	-	32.669
Móveis e Utensílios	138.885	-	(4,028)	52	-	-	-	134.909
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciação	(956.043)	-	20.352	-	(53.692)	-	-	(989.383)
<b>Total</b>	<b>391.947</b>	<b>-</b>	<b>(1.939)</b>	<b>43.045</b>	<b>(53.692)</b>	<b>225</b>	<b>-</b>	<b>379.586</b>
<b>Administração em Curso</b>								
Máquinas e Equipamentos	83.069	91.754	-	(36,217)	-	35,559	-	174,165
Outros	208,517	127,706	-	(6,828)	-	-	-	329,395
<b>Total</b>	<b>291,586</b>	<b>219,460</b>	<b>-</b>	<b>(43,045)</b>	<b>-</b>	<b>35,559</b>	<b>-</b>	<b>503,560</b>
<b>Total da Administração</b>	<b>683,533</b>	<b>219,460</b>	<b>(1,939)</b>	<b>-</b>	<b>(53,692)</b>	<b>35,784</b>	<b>-</b>	<b>883,146</b>
<b>Total do Imobilizado</b>	<b>13.683.571</b>	<b>1.517.225</b>	<b>(14.431)</b>	<b>-</b>	<b>(692.854)</b>	<b>16.253</b>	<b>(865.883)</b>	<b>13.643.881</b>

### 14.3 - Taxas anuais de depreciação

A Companhia calcula e contabiliza as quotas de depreciação com aplicação das taxas estabelecidas pela Resolução ANEEL nº 474, de 07/02/2012, que alterou as tabelas I e XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, aprovado pela Resolução Normativa nº 367, de 2 de junho de 2009. As taxas são aplicadas considerando os códigos internos que identificam as Unidades de Cadastro.

As principais taxas anuais de depreciação, por atividade, são as seguintes:

Taxas anuais de depreciação (%)	
<b>Geração</b>	
Conduto Forçado	3,1
Comporta	3,3
Edificações - Casa de força	2,0
Gerador	3,3
Reservatórios, barragens e adutoras	2,0
Turbina hidráulica	2,5
<b>Transmissão</b>	
Condutor do Sistema	2,7
Disjuntor	3,0
Estrutura do Sistema	2,7
Painel, Mesa de Comando e Cubículo	3,6
Transformador de Força	2,9
<b>Administração central</b>	
Edificação	3,3
Sistema de Radiocomunicação	6,7
Veículos	14,3
Equipamento Geral	6,3

	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2023		2022	
		Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
<b>Em serviço</b>					
<b>Geração</b>					
Custo histórico	2,49	20.026.580	(11.815.593)	8.210.987	8.546.104
<b>Transmissão</b>					
Custo histórico	3,23	39.462.588	(29.405.473)	10.057.115	9.076.351
<b>Administração</b>					
Custo histórico	6,00	1.591.711	(1.040.522)	551.189	379.586
		61.080.879	(42.261.588)	18.819.291	18.002.041
<b>Em curso</b>					
Geração		1.601.137	-	1.601.137	982.905
Transmissão		2.690.058	-	2.690.058	3.059.026
Administração		448.143	-	448.143	503.559
		4.739.338	-	4.739.338	4.545.490
<b>Retificadora MP 579</b>					
Geração		(7.077.396)	-	(7.077.396)	(7.371.800)
Transmissão		(883.366)	-	(883.366)	(927.993)
		(7.960.762)	-	(7.960.762)	(8.299.793)
<b>Impairment</b>					
Geração		(281.941)	-	(281.941)	(234.733)
Transmissão		(433.268)	-	(433.268)	(369.124)
		(715.209)	-	(715.209)	(603.857)
<b>Total</b>		<b>57.144.246</b>	<b>(42.261.588)</b>	<b>14.882.658</b>	<b>13.643.881</b>

#### 14.4 – Composição das adições do exercício

A composição das adições do exercício, por tipo de gastos capitalizados, é como segue:

Adições do ativo imobilizado e intangível em curso - R\$ Mil	Material Equipamentos	Serviços de terceiros	Mão de obra própria	Outros gastos	Total
Terrenos	-	202	-	1.807	2.009
Reservatórios, Barragens e Adustras	5.134	5.987	-	48.136	59.257
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	374	17.687	44	52.636	70.741
Máquinas e Equipamentos	196.192	116.537	798.803	523.561	1.635.093
Veículos	-	-	-	12.331	12.331
Móveis e Utensílios	4.968	38	-	2.839	7.845
A ratear	16	5.224	-	32.099	37.339
Material em depósito	-	-	-	85.206	85.206
Adiantamentos a fornecedores	-	-	-	(6.193)	(6.193)
Outros	-	-	-	(12.200)	(12.200)
<b>Total das Adições</b>	<b>206.684</b>	<b>145.675</b>	<b>798.847</b>	<b>740.522</b>	<b>1.891.728</b>

As dez principais adições (pelo critério de valor) ao imobilizado em serviço no exercício foram:

	Descrição do bem	em R\$ mil
1.	TRANSFORMADOR DE MEDIDA	296.434
2.	TRANSFORMADOR DE FORÇA	231.697
3.	DISJUNTOR	176.106
4.	EQUIPAMENTO GERAL	107.920
5.	CHAVE	107.322
6.	SISTEMA DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO E AUTOMAÇÃO	99.249
7.	CONDUTOR	87.944
8.	SISTEMA DE ATERRAMENTO	69.264
9.	ESTRUTURA	68.387
10.	PAINEL, MESA DE COMANDO E CUBÍCULO	62.757

As dez principais baixas (pelo critério de valor) ao imobilizado em serviço no exercício foram:

	Descrição do bem	em R\$ mil
1.	DISJUNTOR	27.840
2.	REATOR	27.127
3.	TRANSFORMADOR DE MEDIDA	18.059
4.	TRANSFORMADOR DE FORÇA	14.313
5.	CHAVE	9.714
6.	TERRENOS	5.280
7.	SISTEMA DE RADIOCOMUNICAÇÃO	4.897
8.	PARA RAIOS	3.664
9.	ESTRUTURA	1.655
10.	EDIFICAÇÃO	1.393

#### Prática contábil

O imobilizado é mensurado inicialmente pelo seu custo. O custo inclui os gastos diretamente atribuídos à aquisição ou construção dos ativos e os gastos para colocação do ativo em funcionamento. Subsequentemente, os imobilizados são deduzidos pela depreciação e pela perda por redução do valor recuperável, se verificada, vide a nota 16.

Os itens do ativo imobilizado referem-se substancialmente à infraestrutura de geração de energia elétrica das concessões da Companhia. A depreciação desses ativos inicia quando estão prontos para operar, sendo reconhecida linearmente com base na vida útil estimada de cada ativo e no valor residual desses ativos ao final das concessões. A Companhia considera que a vida útil estimada pela ANEEL para os itens do imobilizado expressam adequadamente o tempo de vida útil dos bens, por isso adota as taxas de depreciação determinadas pela ANEEL.

Os ativos de Direito de Uso são depreciados também linearmente, pelos prazos contratuais de arrendamentos.

## NOTA 15 – INTANGÍVEL

### 15.1 - Intangível segregado por natureza e atividade

	31/12/2023				31/12/2022
	Taxas médias anuais de amortização (%)	Custo	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
<b>Em serviço</b>					
Geração	3,40%	28.637.896	(270.466)	28.367.430	28.606.047
Transmissão		651.135	-	651.135	572.887
Administração	20,00%	223.346	(124.360)	98.986	12.037
		29.512.377	(394.826)	29.117.551	29.190.971
<b>Em curso</b>					
Geração		30.751	-	30.751	13.012
Transmissão		224.964	-	224.964	222.569
Administração		167.476	-	167.476	236.746
		423.191	-	423.191	472.327
<b>Impairment</b>					
Geração		(7.078)	-	(7.078)	(51.543)
		(7.078)	-	(7.078)	(51.543)
<b>Total</b>		<b>29.928.490</b>	<b>(394.826)</b>	<b>29.533.664</b>	<b>29.611.755</b>

### 15.2 - Movimentação do Intangível

Intangível - R\$ Mil	Valor em 31/12/2022	Adições	Transferências Curso Serviço	Provisão	Amortização	Transferências entre Contas	Valor em 31/12/2023
<b>Geração em Serviço</b>							
Outorga e GSF	28.606.047	-	-	-	(238.617)	-	28.367.430
	28.606.047	-	-	-	(238.617)	-	28.367.430
<b>Geração em Curso</b>							
Outorga e Servidões	13.012	17.739	-	-	-	-	30.751
	13.012	17.739	-	-	-	-	30.751
<b>Geração - Impairment</b>	<b>(51.543)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>44.465</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(7.078)</b>
<b>Transmissão em Serviço</b>							
Servidões	572.887	76.299	1.863	-	-	86	651.135
	572.887	76.299	1.863	-	-	86	651.135
<b>Transmissão em Curso</b>							
Softwares	222.569	4.255	(1.863)	-	-	3	224.964
	222.569	4.255	(1.863)	-	-	3	224.964
<b>Administração em Serviço</b>							
Softwares	126.823	-	89.058	-	-	7.465	223.346
Amortização	(114.786)	-	-	-	(9.016)	(558)	(124.360)
	12.037	-	89.058	-	(9.016)	6.907	98.986
<b>Administração em Curso</b>							
Softwares	236.746	32.987	(89.058)	-	-	(13.199)	167.476
	236.746	32.987	(89.058)	-	-	(13.199)	167.476
<b>Total do Intangível</b>	<b>29.611.755</b>	<b>131.280</b>	<b>-</b>	<b>44.465</b>	<b>(247.633)</b>	<b>(6.203)</b>	<b>29.533.664</b>

Intangível - R\$ Mil	Valor em 31/12/2021	Adições	Transferências Curso Serviço	Provisão	Amortização	Transferências entre Contas	Valor em 31/12/2022
<b>Geração em Serviço</b>							
Servidões	297.205	-	28.337.781	-	(28.939)	-	28.606.047
	297.205	-	28.337.781	-	(28.939)	-	28.606.047
<b>Geração em Curso</b>							
Servidões	37.991	28.312.802	(28.337.781)	-	-	-	13.012
	37.991	28.312.802	(28.337.781)	-	-	-	13.012
<b>Geração Impairment</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(51.543)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(51.543)</b>
<b>Transmissão em Serviço</b>							
Servidões	550.643	-	22.244	-	-	(16.256)	556.631
	550.643	-	22.244	-	-	(16.256)	556.631
<b>Transmissão em Curso</b>							
Softwares	223.564	37.505	(22.244)	-	-	-	238.825
	223.564	37.505	(22.244)	-	-	-	238.825
<b>Administração em Serviço</b>							
Softwares	126.820	-	-	-	-	3	126.823
Amortização	(113.797)	-	-	-	(989)	-	(114.786)
	13.023	-	-	-	(989)	3	12.037
<b>Administração em Curso</b>							
Softwares	165.585	71.161	-	-	-	-	236.746
	165.585	71.161	-	-	-	-	236.746
<b>Total do Intangível</b>	<b>1.288.011</b>	<b>28.421.468</b>	<b>-</b>	<b>(51.543)</b>	<b>(29.928)</b>	<b>(16.253)</b>	<b>29.611.755</b>

## Prática contábil

O intangível é mensurado inicialmente pelo seu custo e subsequentemente deduzido pela amortização e pela perda por redução do valor recuperável, se verificada, vide a nota 16.

O intangível da Companhia é formado substancialmente pelos direitos adquiridos de explorar empreendimentos de geração de energia elétrica além dos prazos originais das concessões, que foram adquiridos no processo de repactuação do risco hidrológico, ocorrido em 2021, e no processo de desestatização da Eletrobras, ocorrido em 2022.

### NOTA 16 – VALOR RECUPERÁVEL DOS ATIVOS DE LONGO PRAZO

A Companhia estima o valor recuperável de seus ativos imobilizados e intangíveis com base em valor em uso, que é mensurado com base no valor presente do fluxo de caixa futuro estimado.

As premissas utilizadas consideram a melhor estimativa da Administração da Companhia sobre as tendências futuras do setor elétrico e são baseadas tanto em fontes externas de informações como dados históricos das unidades geradoras de caixa.

Foram consideradas as principais premissas definidas a seguir:

- Crescimento compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira;
- Taxa de desconto ao ano, após os impostos, específica para os segmentos testados: 5,81% e 6,53% para o segmento de geração sem e com o benefício fiscal SUDAM/SUDENE, respectivamente levando em consideração o custo médio ponderado de capital;
- A taxa de desconto ao ano, antes dos impostos, para os empreendimentos corporativos testados varia entre 5,81% e 6,53%;
- Receitas projetadas de acordo com os contratos, sem previsão de prorrogação da concessão/autorização;
- Despesas segregadas por unidade geradora de caixa, projetadas com base no PDNG para 5 anos e consistentes com o plano para os demais anos, até o final das concessões e sem considerar renovações/prorrogações futuras; e
- A Companhia tratou cada um de seus empreendimentos como unidades geradoras de caixa independentes.

Em dezembro de 2023, mediante os efeitos da capitalização da Eletrobras sobre as receitas e ativos das Unidades Geradoras de Caixa (UCG) participantes do regime de cotas da Companhia, foram identificadas circunstâncias que exigiram a aplicação do teste de recuperabilidade para esses ativos, em consonância com o Pronunciamento Técnico CPC 01 (R1) – Redução ao valor recuperável de ativos (IAS 36), observou-se indicativo de registro de provisão para as UCGs Funil e Pedra, devido, principalmente, à redução da garantia física dessas usinas.

Seguem abaixo as posições de perda estimada por irrecuperabilidade de ativos (impairment) no exercício:

	31/12/2023				31/12/2022			
	Geração	Transmissão	Administração	Total	Geração	Transmissão	Administração	Total
Imobilizado	(281.939)	(433.268)	-	(715.207)	(234.734)	(369.124)	-	(603.858)
Intangível	(7.078)	-	-	(7.078)	(51.543)	-	-	(51.543)
<b>Total</b>	<b>(289.017)</b>	<b>(433.268)</b>	<b>-</b>	<b>(722.285)</b>	<b>(286.277)</b>	<b>(369.124)</b>	<b>-</b>	<b>(655.401)</b>

A movimentação das estimativas para perda por irrecuperabilidade é como segue:

Unidade geradora de caixa	31/12/2022	Adições	Reversões	31/12/2023
<b>Geração</b>				
Casa Nova	(55.696)	(31.520)	-	(87.216)
Casa Nova (B a G)	(179.038)	-	-	(179.038)
Funil e Pedra	(51.543)	-	29.696	(21.847)
Curemas	-	(916)	-	(916)
	(286.277)	(32.436)	29.696	(289.017)
<b>Transmissão</b>				
Demais contratos de transmissão	(369.124)	(64.144)	-	(433.268)
	(369.124)	(64.144)	-	(433.268)
<b>Total</b>	<b>(655.401)</b>	<b>(96.580)</b>	<b>29.696</b>	<b>(722.285)</b>

## Prática contábil

A Companhia avalia periodicamente se há indicação de desvalorização dos seus principais ativos não financeiros. A avaliação é realizada por Unidade Geradora de Caixa – UGC, que corresponde a um grupo de ativos capaz de gerar entradas de caixa, entradas essas que são em grande parte independentes das entradas de caixa de outros ativos ou outros grupos de ativos.

Se houver indicação de desvalorização, o valor recuperável da UGC é estimado e confrontado com o saldo contábil atual. Caso o valor recuperável seja inferior ao valor contábil, é registrada perda com desvalorização do ativo.

O valor recuperável do ativo é o maior entre o valor em uso e o valor justo. Em síntese, o valor em uso é o valor presente de fluxos de caixa futuros advindos da operação do ativo e o valor justo é o preço que seria recebido pela venda do ativo em transação não forçada.

## Estimativas e julgamentos críticos

O valor recuperável do ativo é o maior entre o valor em uso e o valor justo. Em síntese, o valor em uso é o valor presente de fluxos de caixa futuros advindos da operação do ativo e o valor justo é o preço que seria recebido pela venda do ativo em transação não forçada.

## NOTA 17 - FORNECEDORES

O saldo da conta Fornecedores apresenta a seguinte composição:

	31/12/2023	31/12/2022
<b>Circulante</b>		
Bens Materiais e Serviços	465.139	469.316
Encargos de uso de rede elétrica	93.321	85.181
CCEE - Energia de curto prazo	88.677	67.887
<b>Total</b>	<b>647.137</b>	<b>622.384</b>

## Prática contábil

As obrigações com os fornecedores da Companhia são reconhecidas pelos valores das transações e liquidadas pelos pagamentos. Não há juros embutidos nessas obrigações.

## NOTA 18 – EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

A composição dos empréstimos, financiamentos e debêntures devidos pela Chesf é divulgada a seguir:

	31/12/2023		31/12/2022	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
<b>Moeda Nacional</b>				
Eletrobras	24.188	2.150.000	-	-
Mercado de capitais	23.406	115.247	18.740	132.155
Bancos de fomento	86.539	605.126	113.732	669.841
Mercado bancário	43.449	-	74.935	25.710
	<b>177.582</b>	<b>2.870.373</b>	<b>207.407</b>	<b>827.706</b>

No exercício findo em 31 de dezembro de 2023, a Companhia registrou os seguintes eventos:

- (i) quitação de obrigações financeiras advindas do serviço da dívida no montante de R\$ 392.666;
- (ii) conversão de parte do AFAC em debêntures da ordem de R\$ 2.150.000; concedido pela controladora Eletrobras, com juros remuneratórios correspondentes a 13,50%, cuja amortização será integralmente efetuada ao final do prazo de 10 anos contados a partir da assinatura do instrumento.

	31/12/2023		31/12/2022	
	Saldo	Taxa de juros	Saldo	Taxa de juros
<b>Moeda nacional</b>				
CDI	43.448	13,65%	100.645	12,38%
IPCA	366.685	4,18%	382.607	10,00%
TJLP	198.064	7,28%	231.753	7,20%
Outros	265.570	-	320.108	-
	<u>873.767</u>		<u>1.035.113</u>	
<b>Não Indexado</b>	2.174.188	13,50%	-	-
	<u>3.047.955</u>		<u>1.035.113</u>	

### 18.1 – Movimentação dos empréstimos, financiamentos e debêntures

A movimentação apresentada a seguir compreende os exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e 2022.

Saldo inicial em 31 de dezembro 2022 e 2021	1.035.113	1.189.646
Efeito no fluxo de caixa:		
Captação	19.294	-
Juros Pagos	(217.372)	(93.378)
Amortização do Principal	(175.294)	(164.793)
Custos de transação apropriado	916	744
Efeito não caixa		
Juros, encargos, Variações monetária e incorridos	235.298	102.894
Conversão de AFAC em Debêntures	2.150.000	-
Saldo final em 31 de dezembro 2023 e 2022	<u>3.047.955</u>	<u>1.035.113</u>

A parcela dos empréstimos, financiamentos e debêntures tem seu vencimento assim programado:

2024	2025	2026	2027	2028	Após 2028	Total
177.582	106.933	113.059	118.107	117.871	2.414.403	3.047.955

### 18.2 - Garantias

O montante garantido para as controladas em conjunto é de R\$ 75.640, em 31 de dezembro de 2023, e é apresentado no quadro abaixo.

Empreendimento	Saldo Devedor Garantido em 31/12/2023	Término da Garantia
UHE Sinop	75.640	15/06/2032

### 18.3 – Obrigações Assumidas - Covenants

A Companhia possui cláusulas restritivas (covenants) em alguns de seus contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures. Os principais covenants são referentes a: (i) dívida líquida sobre EBITDA, (ii) índice de cobertura do serviço da dívida (ICSD), (iii) garantias corporativas, (iv) requisitos para alteração de controle societário e (v) limitação à venda significativa de ativos. Ressalta-se que não houve identificação de evento de descumprimento de covenants no exercício findo em 31 de dezembro de 2023.

#### Prática contábil

Os empréstimos, financiamentos e debêntures são reconhecidos inicialmente pelo inicialmente pelos valores justos, que, nesses casos, representam os valores da transação, e posteriormente são atualizados pelos encargos contratuais (juros, atualizações monetárias e variações cambiais) e pelos pagamentos realizados.

## NOTA 19 – ENCARGOS SETORIAIS

	31/12/2023	31/12/2022
<b>Circulante</b>		
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	133.819	294.686
Quota RGR	3.081	2.975
Compensação pelo Uso de Recursos Hídricos	37.710	42.837
Quota PROINFA	-	8.785
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	5.172	4.144
	<u>179.782</u>	<u>353.427</u>
<b>Não circulante</b>		
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	228.611	219.571
	<u>228.611</u>	<u>219.571</u>
<b>Total</b>	<u>408.393</u>	<u>572.998</u>

### 19.1. Reserva Global de Reversão - RGR

A contribuição para a formação da RGR é de responsabilidade das empresas concessionárias do serviço público de energia elétrica, mediante uma quota denominada Reversão e Encampação de Serviços de Energia Elétrica, de até 2,5% do valor dos investimentos dos concessionários e permissionários, limitado a 3% da receita anual. O valor da quota é computado como componente do custo do serviço das concessionárias. As transmissoras licitadas a partir de 12 de setembro de 2012 e as transmissoras e geradoras que tiveram suas concessões prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013, são desobrigadas do recolhimento deste encargo.

### 19.2. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - Proinfa

Instituído pela Lei nº 10.438/2002, em seu art. 3º, alterado pelo art. 9º da Lei nº 10.762/2003, e pelo artigo 2º da Lei nº 10.889/2004, tem o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão, ou distribuição de energia elétrica, e visando, também, ao aumento da participação de agentes no Setor Elétrico.

### 19.3. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH

A compensação financeira pelo uso dos recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica foi instituída pela Constituição Federal de 1988 e trata-se de um percentual de 6,75% que as concessionárias de geração hidrelétrica pagam pela utilização de recursos hídricos.

### 19.4. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

Criada pela Lei nº 10.438/2002, com a finalidade de prover recursos para: i) o desenvolvimento energético dos Estados; ii) a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; iii) promover a universalização do serviço público de energia elétrica em todo o território nacional. Os recursos são provenientes: (i) dos pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público – UBP, estabelecidos nas concessões de geração; (ii) multas aplicadas pela Aneel; e (iii) dos pagamentos de cotas anuais por parte de todos os agentes que comercializam energia elétrica com o consumidor final no Sistema Interligado Nacional - SIN, com base nos valores da CCC dos sistemas interligados referentes ao ano de 2001, atualizados anualmente pelo crescimento do mercado e pelo IPCA. A partir do exercício de 2013, como um dos instrumentos para viabilizar a redução na conta de energia, essa contribuição foi reduzida para 25% da taxa vigente.

### 19.5. Pesquisa e Desenvolvimento - P&D

As concessionárias de energia elétrica estão obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% de sua receita operacional líquida ajustada, em projetos de pesquisa e desenvolvimento e programa de eficiência energética do setor elétrico, nos termos da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000.

### 19.6. Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica – TFSEE

Instituída pela Lei nº 9.427/1996, equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, permissionária ou autorizada do Serviço Público de Energia Elétrica. Seu valor anual

é estabelecido pela Aneel com a finalidade de constituir sua receita para a cobertura do custeio de suas atividades. Para os segmentos de geração e de transmissão (produtores independentes, autoprodutores, concessionários, permissionários) o valor é determinado no início de cada ano civil, e para os distribuidores, o cálculo se dá a cada data de aniversário da concessão. Os valores estabelecidos em resolução são pagos mensalmente em duodécimos, e sua gestão é exercida pela Aneel.

#### Prática contábil

A Companhia reconhece como obrigações a recolher os encargos setoriais calculados com base na receita bruta do período, de acordo com os percentuais estabelecidos pelas leis. Na demonstração de resultados, os encargos setoriais são apresentados na receita líquida, como redutores da receita bruta.

### NOTA 20 – REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

	31/12/2023	31/12/2022
JCP do exercício de 2022	-	591.811
Dividendos do exercício de 2023	373.528	-
Dividendos não reclamados	261	236
<b>Total</b>	<b>373.789</b>	<b>592.047</b>

#### Prática contábil

A Companhia possui Política de Distribuição de Dividendos que, alinhada ao Estatuto Social, assegura a seus acionistas o direito, em cada exercício, a dividendos e/ou juros de capital próprio não inferiores a 25% do lucro líquido ajustado, na forma da Lei das Sociedades por Ações e alterações posteriores e não autoriza que a reserva de capital possa ser usada para pagamento de dividendos.

O valor dos dividendos, que representa o mínimo obrigatório estabelecido em Lei, é reconhecido no passivo e o valor dos dividendos acima do mínimo obrigatório é reconhecido no patrimônio líquido, na conta de Reserva especial de dividendos não distribuídos, até a aprovação em Assembleia Geral.

### NOTA 21 – ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

A Companhia apresenta no passivo não circulante, valores correspondentes a AFAC, conforme movimentação abaixo:

Saldo em 31 de dezembro de 2022 e 2021	11.766.222	-
Adições	-	11.766.222
Capitalizações	(9.616.222)	-
Conversão em debêntures	(2.150.000)	-
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2023 e 2022</b>	<b>-</b>	<b>11.766.222</b>

#### Prática contábil

Os recursos recebidos da Eletrobras, a título de adiantamento para futuro aumento de capital, são classificados no passivo não circulante quando a totalidade das condições para a integralização desses recursos no capital social da Companhia não estiverem satisfeitas, principalmente no que se relaciona com a quantidade de ações.

Após o período de um ano, os adiantamentos para futuro aumento de capital não integralizados passam a ser atualizados por indexador estabelecido contratualmente.

### NOTA 22 – CONTRATO ONEROSO

	Saldo em 31/12/2022	Constituição	Saldo em 31/12/2023
<b>Geração</b>			
Jirau	90.499	377.109	467.608
Sinop	-	10.155	10.155
UHE Pedra	-	4.136	4.136
Alpek	-	2.546	2.546
<b>Total</b>	<b>90.499</b>	<b>393.946</b>	<b>484.445</b>

	Saldo em 31/12/2021	Constituição	Saldo em 31/12/2022
<b>Geração</b>			
Jirau	67.298	23.201	90.499
<b>Total</b>	<b>67.298</b>	<b>23.201</b>	<b>90.499</b>

A variação no contrato oneroso da comercialização da compra de energia de Jirau foi decorrente de testes realizados no período, à taxa de 5,81%, considerando os períodos de vigência dos respectivos contratos, e, principalmente devido à variação de preços do Ambiente de Contratação Livre – ACL, impactando o fluxo de caixa descontado do referido contrato de compra de energia.

#### Prática contábil

No processo de teste de impairment dos ativos da Companhia, se verificado contratos de concessão cujos custos inevitáveis de satisfazer as obrigações do contrato excedem os benefícios econômicos que se espera sejam recebidos ao longo contrato, a diferença é registrada no passivo, como provisão de contrato oneroso, e na demonstração de resultados, no grupo de provisões operacionais.

#### Estimativas e julgamentos críticos

Para a projeção dos benefícios econômicos, a Companhia se baseia, principalmente, nos preços futuros de venda de energia elétrica.

### NOTA 23 – BENEFÍCIOS AOS EMPREGADOS

#### 23.1 – Benefícios pós emprego

A Chesf oferece aos seus atuais e futuros aposentados e aos seus dependentes benefícios do tipo previdenciário, de assistência à saúde e seguro de vida pós-emprego. Esses benefícios são classificados como Benefícios Definidos – BD, Contribuição Definida – CD e Benefício Saldado - BS.

O plano de benefício definido previdenciário normalmente expõe a Companhia a riscos atuariais, tais como risco de investimento, risco de taxa de juros, risco de longevidade e risco de salário.

- Risco de investimento: O valor presente do passivo do plano de benefício definido previdenciário é calculado usando uma taxa de desconto determinada em virtude da remuneração de títulos privados de alta qualidade; se o retorno sobre o ativo do plano for abaixo dessa taxa, haverá um déficit do plano. Atualmente, o plano tem um investimento relativamente equilibrado em ações, instrumentos de dívida e imóveis. Devido à natureza de longo prazo dos passivos do plano, o conselho do fundo de pensão considera apropriado que uma parcela razoável dos ativos do plano deva ser investida em ações e imóveis para alavancar o retorno gerado pelo fundo;
- Risco de taxa de juros: Uma redução na taxa de juros dos títulos aumentará o passivo do plano. Entretanto, isso será parcialmente compensado por um aumento do retorno sobre os títulos de dívida do plano;
- Risco de longevidade: O valor presente do passivo do plano de benefício definido é calculado por referência à melhor estimativa da mortalidade dos participantes do plano durante e após sua permanência no trabalho. Um aumento na expectativa de vida dos participantes do plano aumentará o passivo do plano; e
- Risco de salário: O valor presente do passivo do plano de benefício definido é calculado por referência aos salários futuros dos participantes do plano. Portanto, um aumento do salário dos participantes do plano aumentará o passivo do plano.

As tabelas abaixo apresentam a conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido e do valor justo dos ativos com os valores registrados no balanço patrimonial dos fundos de pensão para os benefícios previdenciários e para os demais benefícios pós-emprego. A seguir estão apresentados os resultados consolidados.

Obrigações de benefício pós-emprego - valores reconhecidos no balanço patrimonial:

	31/12/2023	31/12/2022
<b>Circulante</b>		
Planos de benefícios previdenciários	270.871	187.658
<b>Total</b>	<b>270.871</b>	<b>187.658</b>
<b>Não Circulante</b>		
Planos de benefícios previdenciários	3.642.214	3.579.524
<b>Total</b>	<b>3.642.214</b>	<b>3.579.524</b>

### 23.1.1 Planos previdenciários

Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício:

	31/12/2023			Total
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	
Valor presente das obrigações atuariais parciais ou totalmente cobertas (a)	4.772.349	1.699.909	3.523.433	9.995.691
(-) Valor justo dos ativos do plano (b)				
Valores Disponíveis Imediatos	660	54	225	939
Realizáveis	102.663	43.823	103.416	249.902
Investimentos em Renda Fixa	1.973.920	1.455.363	3.117.432	6.546.715
Investimentos em Renda Variável	348.942	249.388	752.490	1.350.820
Investimentos Imobiliários	16.054	8.113	26.703	50.870
Investimentos Estruturados	145.873	112.261	131.047	389.181
Empréstimos e Financiamentos	95.089	14.869	55.654	165.612
Fundo coletivo de benefício de risco	32.714	-	-	32.714
(-) Recursos a receber do patrocinador e participante	-	-	(1.845.873)	(1.845.873)
(-) Exigíveis Operacionais	(57.145)	(4.582)	(33.584)	(95.311)
(-) Exigíveis Contingenciais	(69.075)	-	-	(69.075)
(-) Fundos de Investimentos	(37.897)	(9.783)	(12.978)	(60.658)
(-) Fundos Administrativos	(102.663)	(43.823)	(103.416)	(249.902)
(-) Fundos Previdenciário	-	-	(51.468)	(51.468)
<b>Total do ativos</b>	<b>2.449.135</b>	<b>1.825.683</b>	<b>2.139.648</b>	<b>6.414.466</b>
Superávit Não Recuperável (Efeito do Limite de Ativo)	-	125.774	-	125.774
Contrato de Dívida Já reconhecido	-	206.086	-	206.086
<b>Passivo (Ativo) líquido</b>	<b>2.323.214</b>	<b>206.086</b>	<b>1.383.785</b>	<b>3.913.085</b>

	31/12/2022			Total
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	
Valor presente das obrigações atuariais parciais ou totalmente cobertas (a)	4.565.969	1.631.042	2.995.631	9.192.642
(-) Valor justo dos ativos do plano (b)				
Valores Disponíveis Imediatos	740	54	227	1.021
Realizáveis	86.424	35.516	85.694	207.634
Investimentos em Renda Fixa	1.926.979	1.306.919	2.933.292	6.167.190
Investimentos em Renda Variável	240.859	130.203	637.613	1.008.675
Investimentos Imobiliários	13.119	-	4.608	17.727
Investimentos Estruturados	150.206	232.680	292.213	675.099
Empréstimos e Financiamentos	124.610	22.042	78.708	225.360
Outros	-	-	-	-
Fundo coletivo de benefício de risco	-	-	-	-
(-) Recursos a receber do patrocinador e participante	-	-	(2.363.764)	(2.363.764)
(-) Exigíveis Operacionais	(55.991)	(6.298)	(15.215)	(77.504)
(-) Exigíveis Contingenciais	(90.078)	-	-	(90.078)
(-) Fundos de Investimentos	(403)	(8.850)	(11.622)	(20.875)
(-) Fundos Administrativos	(86.424)	(35.516)	(85.694)	(207.634)
(-) Fundos Previdenciário	-	-	(20.691)	(20.691)
<b>Total do ativos</b>	<b>2.310.041</b>	<b>1.676.750</b>	<b>1.535.369</b>	<b>5.522.160</b>
Superávit Não Recuperável (Efeito do Limite de Ativo)	-	45.708	-	45.708
Contrato de Dívida Já reconhecido	-	50.992	-	50.992
<b>Passivo (Ativo) líquido</b>	<b>2.255.928</b>	<b>50.992</b>	<b>1.460.262</b>	<b>3.767.182</b>

Demonstração do Resultado - Planos Previdenciários	31/12/2023			Total
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	
Custo de serviço corrente	(187)	-	11.331	11.144
Custo de juros líquidos	226.638	-	151.961	378.599
<b>Despesa/(receita) atuarial reconhecida no exercício</b>	<b>226.451</b>	<b>-</b>	<b>163.292</b>	<b>389.743</b>

Demonstração do Resultado - Planos Previdenciários	31/12/2022			Total
	Plano BD	Plano BS	Plano CD	
Custo de serviço corrente	(117)	-	11.564	11.447
Custo de juros líquidos	203.867	-	120.146	324.013
<b>Despesa/(receita) atuarial reconhecida no exercício</b>	<b>203.750</b>	<b>-</b>	<b>131.710</b>	<b>335.460</b>

a) Valor presente das obrigações atuariais parciais ou totalmente cobertas

As movimentações nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e 2022, referentes aos planos previdenciários são as seguintes:

	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Total
Saldo inicial em 31 de dezembro de 2022	4.565.969	1.631.042	2.995.631	9.192.642
Custo de serviço corrente	(188)	-	11.331	11.143
Juros sobre a obrigação atuarial	448.496	161.822	299.821	910.139
Benefícios pagos no ano	(491.685)	(135.456)	(236.127)	(863.268)
Contribuições Normais do Participante	63	-	-	63
Perda sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	249.694	42.501	452.777	744.972
Perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	249.694	42.501	452.777	744.972
Perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	-	-	-	-
Saldo final em 31 de dezembro de 2023	4.772.349	1.699.909	3.523.433	9.995.691

	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Total
Saldo inicial em 31 de dezembro de 2021	4.780.604	1.651.752	2.995.032	9.427.388
Custo de serviço corrente	(117)	-	11.563	11.446
Juros sobre a obrigação atuarial	431.000	152.066	280.218	863.284
Benefícios pagos no ano	(487.144)	(125.878)	(235.394)	(848.416)
Contribuições Normais do Participante	189	-	-	189
Perda sobre as obrigações atuariais decorrentes de remensuração	(158.563)	(46.898)	(55.788)	(261.249)
Perdas atuariais decorrentes de mudanças de premissas financeiras	(158.563)	(46.898)	(55.788)	(261.249)
Perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência	-	-	-	-
Saldo final em 31 de dezembro de 2022	4.565.969	1.631.042	2.995.631	9.192.642

## b) Valor justo dos ativos do plano

Os valores justos dos instrumentos de capital e de dívida são determinados com base em preços de mercado cotados em mercados ativos enquanto os valores justos de investimentos em empreendimentos imobiliários, para aluguel e renda, são determinados pelo método comparativo direto de dados de mercado, com a adoção dos procedimentos matemáticos recomendados pelas NBR-14653-1 e 2 da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT).

As movimentações nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2023 e 2022, referentes aos planos previdenciários são as seguintes:

	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Total
Saldo inicial em 31 de dezembro 2022	2.310.042	1.676.751	1.535.369	5.522.162
Benefícios pagos durante o exercício	(491.685)	(135.456)	(236.127)	(863.268)
Contribuições de participante vertidas durante o exercício	63	-	-	63
Contribuições do empregador vertidas durante o exercício	295.372	28.634	58.520	382.526
Juros sobre o valor justo do ativo do plano	221.858	169.904	147.860	539.622
Ganho sobre os ativos do plano (excluindo as receitas de juros)	113.486	85.850	634.028	833.364
Saldo final em 31 de dezembro 2023	2.449.136	1.825.683	2.139.650	6.414.469

	Plano BD	Plano BS	Plano CD	Total
Saldo inicial em 31 de dezembro 2021	2.535.401	1.729.496	1.753.188	6.018.085
Benefícios pagos durante o exercício	(487.144)	(125.878)	(235.394)	(848.416)
Contribuições de participante vertidas durante o exercício	189	-	-	189
Contribuições do empregador vertidas durante o exercício	124.651	62.205	-	186.856
Juros sobre o valor justo do ativo do plano	227.133	159.684	160.072	546.889
Ganho sobre os ativos do plano (excluindo as receitas de juros)	(90.188)	(148.756)	(142.497)	(381.441)
Saldo final em 31 de dezembro 2022	2.310.042	1.676.751	1.535.369	5.522.162

### 23.1.2 Hipóteses Atuariais e Econômicas

As premissas atuariais apresentadas abaixo foram utilizadas na determinação da obrigação de benefício definido e da despesa do exercício.

Hipóteses Econômicas		
	31/12/2023	31/12/2022
<b>Plano BD:</b>		
Taxa de Desconto	5,33%	6,10%
Inflação	3,50%	4,00%
Taxa de Crescimento Real dos Salários	0,91%	1,25%
Taxa de Crescimento Real dos Benefícios	Nula	Nula
Fator de Capacidade Benefícios e Salários	98,00%	98,00%
Duration	7,01	7,16
<b>Plano BS:</b>		
Taxa de Desconto	5,35%	6,11%
Inflação	3,50%	4,00%
Taxa de Crescimento Real dos Salários	Não Aplicável	Não Aplicável
Taxa de Crescimento Real dos Benefícios	Nula	Nula
Fator de Capacidade Benefícios e Salários	98%	98%
Duration	8,59	8,80
<b>Plano CD:</b>		
Taxa de Desconto	5,37%	6,16%
Inflação	3,50%	4,00%
Taxa de Crescimento Real dos Salários	1,46%	1,25%
Taxa de Crescimento Real dos Benefícios	Nula	Nula
Fator de Capacidade Benefícios e Salários	98,00%	98,00%
Duration	10,18	10,39
Hipóteses Demográficas		
	31/12/2023	31/12/2022
<b>Plano BD:</b>		
Tábua de Mortalidade Geral	AT-2000 Basic, segregada por sexo	AT-2000 Basic, segregada por sexo
Tábua de Mortalidade de Inválidos	AT-49, segregada por sexo	AT-49, segregada por sexo
Tábua de Entrada em Invalidez	Winklevoss desagravada em 20%	Winklevoss desagravada em 20%
Rotatividade	Nula	Nula
Composição Familiar	80% de casados com diferença de idade de 6 anos entre o cônjuge masculino e feminino	80% de casados com diferença de idade de 6 anos entre o cônjuge masculino e feminino
Entrada em Aposentadoria	100% na primeira elegibilidade	100% na primeira elegibilidade
<b>Plano BS:</b>		
Tábua de Mortalidade Geral	AT-2000 Basic desagravada em 20%, segregada por sexo	AT-2000 Basic desagravada em 20%, segregada por sexo
Tábua de Mortalidade de Inválidos	AT-49, segregada por sexo	AT-49, segregada por sexo
Tábua de Entrada em Invalidez	Winklevoss desagravada em 20%	Winklevoss desagravada em 20%
Rotatividade	Nula	Nula
Composição Familiar	82% de casados com diferença de idade de 4 anos entre o cônjuge masculino e feminino	82% de casados com diferença de idade de 4 anos entre o cônjuge masculino e feminino
Entrada em Aposentadoria	100% na primeira elegibilidade	100% na primeira elegibilidade
<b>Plano CD:</b>		
Tábua de Mortalidade Geral	AT-2000 Basic desagravada em 20%, segregada por sexo	AT-2000 Basic desagravada em 20%, segregada por sexo
Tábua de Mortalidade de Inválidos	AT-49, segregada por sexo	AT-49, segregada por sexo
Tábua de Entrada em Invalidez	Winklevoss desagravada em 20%	Winklevoss desagravada em 20%
Rotatividade	Nula	Nula
Composição Familiar	82% de casados com diferença de idade de 4 anos entre o cônjuge masculino e feminino	82% de casados com diferença de idade de 4 anos entre o cônjuge masculino e feminino
Entrada em Aposentadoria	100% na primeira elegibilidade	100% na primeira elegibilidade

A definição da taxa global de retorno dos ativos do plano considerou a prática de mercado dos títulos do Governo Federal, conforme critério recomendado pelas normas nacionais e internacionais, para prazos similares aos dos fluxos das obrigações do programa de benefícios, no chamado conceito de Duration.

A taxa global de retorno esperada corresponde à média ponderada dos retornos esperados das várias categorias de ativos do plano. A avaliação do retorno esperado realizada pela Administração tem como base as tendências históricas de retorno e previsões dos analistas de mercado para o ativo durante a vida da respectiva obrigação.

### 23.1.3 - Resultados atuariais

Resultados de benefícios definidos previdenciários - Montantes reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes:

	2023	2022
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício líquidos dos impostos diferidos - Programa Previdenciário	(117.537)	(203.933)

### 23.1.4 Contribuições patronais

Em 31 de dezembro de 2023, as contribuições feitas pela Companhia, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano BD e BS atingiram R\$ 295.372 (R\$ 124.651 em 2022) e R\$ 28.635 (R\$ 62.205 em 2022), respectivamente.

A Companhia espera contribuir com R\$ 475.058 com o plano BD e com R\$ 136.601 com o plano BS durante o próximo exercício.

Análise dos vencimentos esperados de benefícios não descontados de planos de benefício definido pós-emprego para os próximos 10 anos:

Programa Previdenciário	31/12/2023						
	2024	2025	2026	2027	2028	2028 em diante	Total
Plano BD	475.058	439.812	406.194	373.904	343.057	2.734.325	4.772.350
Plano BS	136.601	128.426	120.611	113.084	105.734	1.095.453	1.699.909
Plano CD	252.032	237.812	224.311	211.279	198.814	2.399.184	3.523.432

Programa Previdenciário	31/12/2022						
	2022	2023	2024	2025	2026	2027 em diante	Total
Plano BD	460.313	425.775	392.846	361.467	331.594	2.593.974	4.565.969
Plano BS	136.428	127.491	119.020	110.995	103.390	1.033.718	1.631.042
Plano CD	229.022	214.845	201.403	188.656	176.424	2.014.275	3.024.625

As premissas atuariais significativas para a determinação da obrigação dos planos de benefícios definidos são: taxa de desconto, aumento salarial esperado e mortalidade. As análises de sensibilidade a seguir foram determinadas com base em mudanças razoavelmente possíveis das respectivas premissas ocorridas no fim do período de relatório, mantendo-se todas as outras premissas constantes.

- baixa, a obrigação de benefício definido teria redução de R\$ 416.193 ou aumento de R\$ 480.224, respectivamente.
- Se a expectativa de crescimento salarial sobre as obrigações aumentasse ou diminuísse em 1%, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 79 ou teria uma redução de R\$ 76, respectivamente.

	Cenário I (+1%)	Cenário II (-1%)
Obrigações de benefícios definidos	480.224	(416.193)
Expectativa de crescimento salarial	79	(76)

A análise de sensibilidade apresentada pode não ser representativa da mudança real na obrigação de benefício definido, uma vez que não é provável que a mudança ocorra em premissas isoladas, considerando que algumas das premissas podem estar correlacionadas.

Além disso, na apresentação da análise de sensibilidade, o valor presente da obrigação de benefício definido foi calculado pelo método da unidade de crédito projetada no fim do período de relatório, que é igual ao aplicado no cálculo do passivo da obrigação de benefício definido reconhecido no balanço patrimonial.

Não houve alteração em relação a exercícios anteriores nos métodos e nas premissas usados na preparação da análise de sensibilidade.

## Prática contábil

### Planos previdenciários

A Companhia patrocina planos de pensão, os quais são geralmente financiados por pagamentos a estes fundos de pensão, determinados por cálculos atuariais periódicos. A Companhia possui planos de benefício definido e, também, de contribuição definida e variável.

- Nos planos de contribuição definida, a Companhia faz contribuições fixas a uma entidade separada. Adicionalmente, não tem obrigações legais nem construtivas de fazer contribuições, se o fundo não possuir ativos suficientes para pagar, a todos os empregados, os benefícios relacionados com os serviços prestados nos exercícios correntes e anteriores atrelados a essa modalidade de plano.

A Companhia efetua o pagamento das contribuições de forma obrigatória, contratual ou voluntária. A Companhia não tem qualquer obrigação adicional de pagamento depois que a contribuição é efetuada. As contribuições são reconhecidas como despesa de benefícios a empregados, quando devidas. As contribuições feitas antecipadamente são reconhecidas como um ativo na proporção em que um reembolso em dinheiro ou uma redução dos pagamentos futuros estiver disponível.

- Um plano de benefício definido é diferente de um plano de contribuição definida, visto que, em tais planos de benefício definido, é estabelecido um valor de benefício de aposentadoria que um empregado receberá em sua aposentadoria, normalmente dependente de um ou mais fatores, como idade, tempo de serviço e remuneração. Nesse tipo de plano, a Companhia tem a obrigação de honrar com o compromisso assumido, caso o fundo não possua ativos suficientes para pagar, a todos os empregados, os benefícios relacionados com os serviços prestados nos exercícios correntes e anteriores atrelados a essa modalidade de plano.

O passivo reconhecido no Balanço Patrimonial, com relação aos planos de benefício definido, é o valor presente da obrigação de benefício definido na data do balanço, menos o valor justo dos ativos do plano. A obrigação de benefício definido é calculada anualmente por atuários independentes, usando o método do crédito unitário projetado. O valor presente da obrigação de benefício definido é determinado mediante o desconto das saídas futuras estimadas de caixa. As taxas de juros utilizadas nesse desconto são condizentes com os títulos de mercado, os quais são denominados na moeda em que os benefícios serão pagos e que tenham prazos de vencimento próximos daqueles da respectiva obrigação do plano de pensão.

Os ganhos e as perdas atuariais são decorrentes substancialmente de ajustes, nas mudanças das premissas atuariais e nos rendimentos dos ativos do plano, e são debitados ou creditados em outros resultados abrangentes.

Os custos de serviços passados são imediatamente reconhecidos no resultado no exercício de ocorrência de uma alteração do plano.

### Outras obrigações pós-emprego

Algumas empresas da Companhia oferecem benefício de assistência médica pós-aposentadoria a seus empregados, além de seguro de vida para ativos e inativos. O direito a esses benefícios é, geralmente, condicionado à permanência do empregado no emprego até a idade de aposentadoria e a conclusão de um tempo mínimo de serviço, ou à sua invalidez enquanto funcionário ativo.

Os custos esperados desses benefícios são acumulados durante o período do emprego, dispendo da mesma metodologia contábil que é usada para os planos de pensão de benefício definido. Os ganhos e as perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência e nas mudanças das premissas atuariais, são debitados ou creditados em outros resultados abrangentes, no período esperado de serviço remanescente dos funcionários. Essas obrigações são avaliadas, anualmente, por atuários independentes qualificados.

## Estimativas e julgamentos críticos

O valor presente dos benefícios aos empregados é baseado em cálculos atuariais que usam várias premissas. Quaisquer mudanças nessas premissas impactarão o valor das obrigações. Essas premissas são utilizadas para determinar o valor justo de ativos e passivos, custos e despesas e os valores futuros de saídas de caixa estimadas, que são registrados nas obrigações com os planos.

### NOTA 24 – PROVISÕES PARA LITÍGIOS E PASSIVOS CONTINGENTES

A companhia é parte envolvida em diversas ações em andamento no âmbito do judiciário, principalmente nas esferas cível, trabalhista e fiscal, que se encontram em vários estágios de julgamento. As principais ações se referem a:

#### 24.1 – Provisões para litígios

A companhia constitui provisões em montante suficiente para cobrir as perdas consideradas prováveis e para as quais uma estimativa confiável possa ser realizada nos seguintes valores:

	31/12/2023	31/12/2022
<b>Não Circulante</b>		
Cíveis	3.170.856	3.990.417
Trabalhistas	195.828	175.563
Tributárias	36.458	31.556
Ambientais	12.137	11.161
	<b>3.415.279</b>	<b>4.208.697</b>

As provisões tiveram, no exercício findo em 31 de dezembro de 2023, a seguinte evolução:

Saldo em 31 de dezembro de 2022	4.208.697
Provisões/Reversões	(620.484)
Atualização Monetária	136.306
Depósitos judiciais	(19.299)
Baixas	(83.375)
Pagamentos	(206.566)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	3.415.279

A movimentação da constituição de provisões/reversões está relacionada à revisão de estimativas em razão da evolução de decisões na fase de execução e liquidação dos processos judiciais em sua maioria relacionado a causas cíveis.

As provisões para litígios relevantes, acrescidos de juros e atualização monetária, cuja probabilidade de perda é considerada provável, são discutidos a seguir:

#### 24.2.1 - Cíveis

Em 31 de dezembro de 2023 a Companhia possui ações judiciais cíveis de R\$ 3.170.856 (R\$ 3.990.417 em 31 de dezembro de 2022), sendo está a estimativa provável de saída de recursos para liquidar estes processos.

Nos processos cíveis discutem-se principalmente processos decorrentes de pagamentos, multa e encargos por supostos atrasos de inadimplementos, ações coletivas de títulos putativos, e ações cíveis ligadas a relação de consumo, relativas a indenizações por danos morais e materiais decorrentes principalmente de irregularidades na medição de consumo e cobranças indevidas conforme os principais processos descritos abaixo:

- Ação Ordinária nº 0505839-74.1995.8.17.0001 – Rescisão Contratual

Parte Adversa – Consórcio CBPO/CONSTRAN/Mendes Júnior. (Réu e Reconvinte)

Resumo das Decisões de Mérito - Improcedente a ação de declaração de nulidade parcial de aditivo (Fator K de correção analítica de preços) e procedente a reconvenção das rés.

Resumo do Histórico - A Chesf é autora, em face do Consórcio formado pela Companhia Brasileira de Projetos e Obras - CBPO, CONSTRAN S.A. - Construções e Comércio e Mendes Júnior Engenharia S.A., de Ação de Declaração de Nulidade Parcial de Aditivo (Fator K de correção analítica de preços) e devolução em dobro de importâncias pagas, a título de Fator K, no valor de aproximadamente R\$ 350.000 (valores da época, convertidos em reais). As rés contestaram ação e, em paralelo,

ajuizaram uma reconvenção pleiteando a condenação da Chesf a pagamentos vencidos decorrentes do mesmo aditivo contratual não tempestivamente liquidados pela Companhia (glosa parcial do Fator K entre julho de 1990 e dezembro de 1993, em obediência à Lei nº 8.030/1990, e suspensão integral do pagamento do Fator K, no período de janeiro de 1994 a janeiro de 1996).

Após tramitação processual nas instâncias ordinárias, foi declarada a competência da Justiça Estadual (TJPE) que julgou improcedente a ação da Chesf e procedente a reconvenção das rés.

Em tramitação perante o STJ (REsp 726.446) por força de recurso da Chesf, foi julgado majoritariamente improcedente (agosto/2010), posteriormente objeto de Embargos de Declarações sucessivos de todas as partes. Pelos Embargos interpostos pelas partes adversas, modificou-se a decisão parcialmente no que diz respeito a honorários de sucumbência. A partir de então, se sucederam diversos recursos das partes envolvidas, sem que nenhum deles tivesse efeito modificativo. O Recurso Extraordinário, destinado ao Supremo Tribunal Federal, interposto oportunamente pela Chesf, aguarda o esgotamento da apreciação do Recurso Especial em todas as suas instâncias internas do STJ.

Em paralelo, tramita em primeira instância procedimento de "Cumprimento provisório de sentença", proposto pelas mesmas partes adversas à Chesf no caso, onde: a) Houve cálculo do contador judicial homologado pelo juízo (ainda que aplicando critérios de atualização manifestamente equivocados para o caso) fixando (provisoriamente) o valor da condenação principal (para abril de 2015) em aproximadamente R\$ 1.035; b) Houve a apresentação pela Chesf de "seguro garantia" originalmente acolhido pelo juízo processante, mas, em sede recursal, recusado pelo Tribunal de Justiça de Pernambuco - TJPE; c) Até dezembro de 2016 houve a penhora de ativos financeiros bancários da Chesf em montante aproximado de R\$ 500; e d) A Chesf apresentou recursos de agravo e reclamação pendentes de apreciação pelo TJPE. Em dezembro de 2016, Chesf impetrou Recurso Especial junto ao Superior Tribunal de Justiça - STJ (REsp 1.530.912), que resultou em liminar atribuindo efeito suspensivo ao referido recurso, para suspender a referida ação de liquidação, bem assim a ação "Cumprimento Provisório de Sentença", liberando-se na íntegra (alvará expedido em 26/01/2017, em favor da Chesf), a totalidade do valor até então bloqueado/penhorado.

Em 21 de outubro de 2022 no Cumprimento Provisório de Sentença, processo n.0505839-74.1995.8.17.0001, o juiz da 12ª Vara determinou que a Diretoria Cível registre a cessão definitiva e dação em pagamento em favor da Mendesprev Sociedade Previdenciária, no valor de R\$ 330.015.685,01 em razão do crédito a que possa ter direito a Mendes Junior Engenharia S.A (exequente), por força do acordo firmado nos autos de nº 1740290-02.2014.8.13.0024 da 35ª Vara Cível da Comarca de Belo Horizonte. Em 23 de dezembro de 2022. Os autos do Cumprimento Provisório de Sentença foram arquivados provisoriamente.

No âmbito da Ação de Liquidação, o REsp 1.530.912 em 20/04/2021 teve negado provimento, mantendo a competência na justiça estadual, assim como da decisão por meio da qual a liquidação foi extinta. Em sequência foram interpostos embargos de declaração. Desde 09 de maio de 2023 a pauta de julgamento foi adiada.

A Administração da Companhia, fundamentada na opinião de seus procuradores jurídicos, atualizou a provisão, para o montante total de R\$ 2.118.528 (R\$ 2.067.368 em 31 de dezembro de 2022), sendo este valor correspondente ao valor da condenação principal e ao valor da condenação em honorários de sucumbência em favor dos patronos das partes adversas à Chesf.

- Ação de indenização nº 0012492-28.2010.4.05.8300

Parte Adversa – Consórcio CBPO/CONSTRAN/Mendes Júnior.

Resumo das Decisões de Mérito - Proferida sentença condenatória em desfavor da Chesf, determinando o pagamento da importância de R\$ 23.766, a preços de setembro de 2004 (R\$ 51.568, segundo cálculos da Chesf, em 31 de março de 2010).

Em grau recursal, determinou-se a condenação ao pagamento de indenização relativa aos encargos moratórios calculados incorretamente sobre as parcelas pagas com atraso pela Chesf. Prevalecendo as conclusões do perito judicial no que tange ao equívoco da Chesf no cálculo dos encargos contratuais, exceto no que tange à necessidade de correção do anatocismo verificado no pagamento parcial das faturas e na incidência de juros de mora da parte dispositiva da sentença após 30 de setembro de 2001.

Resumo do Histórico - Ação de indenização ajuizada pelo Consórcio formado pelas empresas CBPO/CONSTRAN/Mendes Júnior, ajuizada em 08 de junho de 1999, processo nº 0012492-28.2010.4.05.8300, na qual pede a condenação da Companhia ao pagamento de compensação financeira adicional, em virtude de atraso no pagamento das faturas do contrato referente à Usina Hidrelétrica Xingó, para as faturas emitidas após 30 de abril de 1990 ("Pós-Collor"). Na aludida ação, as autoras formularam pedidos genéricos, limitando-se a apontar a existência de um suposto direito a compensação financeira, remetendo a apuração dos valores para a liquidação da sentença.

A Chesf contestou a ação, inclusive pedindo que a União Federal fosse admitida no feito, com a consequente remessa do processo a uma das Varas da Justiça Federal em Pernambuco. Após a apresentação de perícia foi proferida sentença, pela Justiça Estadual de Pernambuco, sendo a Chesf condenada a pagar aos autores a importância de R\$ 23.766, a preços de setembro de 2004 (R\$ 51.568, segundo cálculos da Chesf, em 31 de março de 2010).

Contra essa decisão, a Chesf interpôs recurso de apelação, onde foi declarada, pelo TJPE, a nulidade da sentença, por ter sido proferida por Juiz incompetente (uma vez que a União Federal havia sido admitida no feito), e determinando o envio dos autos à Justiça Federal. A Justiça Federal em Pernambuco recebeu o processo no estado em que se encontrava, não tendo determinado a realização de nova perícia e proferindo nova sentença, condenando a Chesf ao pagamento da importância acima discriminada.

A partir de então, seguem-se sucessivos recursos. O processo estava na pauta para julgamento de embargos de declaração, os quais foram retirados da pauta em razão de pedido de vista. Após conclusão de apreciação no STJ, e a depender do respectivo resultado, seguirá para o STF, objetivando apreciar o recurso extraordinário das partes adversas.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a Administração classificou o risco de perda desta ação como "provável", no montante atualizado de R\$ 78.958 (R\$ 292.003, em 31 de dezembro de 2022). a ser, ainda, reduzido pela decisão de ajuste/exclusão de juros moratórios pronunciada pelo TRF-5ª região e retirados os valores prescritos em atendimento a proclamação parcial de julgamento, caso mantida a prescrição em julgamento final.

#### 24.1.2 - Tributárias

Em 31 de dezembro de 2023 a Companhia possui ações tributárias de R\$ 36.458 (R\$ 31.556 em 31 de dezembro de 2022), sendo esta a estimativa provável de recursos para liquidar estes processos.

Nos processos tributários discutem-se principalmente anulação de autos de infração; pleitos de ressarcimento/compensação de créditos (PIS, Cofins, IRPJ, CSLL, ITR, ICMS entre outros tributos).

#### 24.1.3 - Trabalhista

Em 31 de dezembro de 2023 a Companhia possui ações judiciais trabalhistas de R\$ 195.828 (R\$ 175.563 em 31 de dezembro de 2022), sendo está a estimativa provável de desembolso de recursos para liquidar estes processos.

Nos processos trabalhistas discutem-se principalmente periculosidade; horas extras; suplementações de aposentadoria Fachesf; equiparação/enquadramento funcional e de verbas rescisórias decorrentes de inadimplências de empresas terceirizadas.

#### 24.2 - Passivos Contingentes

Adicionalmente, a Companhia possui processos avaliados com perda possível nos seguintes montantes:

	31/12/2023	31/12/2022
Cíveis	11.224.578	10.510.672
Trabalhistas	51.982	94.506
Ambientais	650.013	362.273
Regulatórios	3.820.309	2.920.898
Fiscais	241.173	186.204
	15.988.055	14.074.553

##### 24.2.1 - Cíveis, ambientais e regulatórios

Em 31 de dezembro de 2023 a Companhia possui ações judiciais cíveis de R\$ 15.694.900 (R\$ 13.793.843 em 31 de dezembro de 2022), sendo possível sua probabilidade de perda, onde não é realizada provisão, conforme os principais processos descritos abaixo:

- Ação ordinária de indenização nº 0048611-24.2014.8.07.0001

Parte Adversa – Energia Potiguar e outros

Resumo das Decisões de Mérito – Sentença condenatória em desfavor da Chesf para o pagamento de indenização por força dos prejuízos ocasionados pelo suposto atraso na entrega da linha de transmissão 230 kV Extremoz II – João Câmara II, integrante do Contrato de Concessão nº 019/2010. Acórdão confirmou a sentença.

Resumo do Histórico – Processo n.º 0048611-24.2014.8.07.0001, em trâmite perante a 23.ª Vara Cível da Circunscrição Judiciária de Brasília – DF. Trata-se de ação ordinária proposta pela Energia Potiguar Geradora Eólica S.A. e Outros, tendo por objeto a indenização em danos materiais (danos emergentes e lucros cessantes), no valor de R\$ 243.067, e que seriam decorrentes de suposto atraso na entrada em operação comercial da LT Extremoz II – João Câmara II e da SE João Câmara II. Oferecida contestação e deferida produção de prova pericial em 10 de março de 2016, laudo apresentado pelo perito do juízo desfavorável à Chesf, com conseqüente pedido de esclarecimentos.

Em 29 de janeiro de 2018, foi proferida sentença condenatória em desfavor da Chesf no valor de R\$ 432.313. A partir de então, as Partes interpuseram os recursos pertinentes.

Oportunamente, a União ingressou no feito manifestando interesse jurídico na demanda, o que foi deferido. A ABRATE – Associação Brasileira das Empresas de Energia Elétrica, requereu ingresso na condição de amicus curiae, o que foi negado pelo desembargador relator.

O recurso de apelação da Chesf foi provido por 4 votos a 1. Acórdão foi publicado aos 10 de outubro de 2019.

Como resultado dos diversos recursos interpostos, em 17 de outubro de 2022 o TJDF anulou o julgamento anterior que havia sido favorável à Chesf e, na mesma sessão, julgou novamente os recursos de apelação interpostos pelas partes contrárias para confirmar a sentença que condenou a Chesf ao pagamento de indenização por força dos prejuízos ocasionados pelo suposto atraso na entrega da linha de transmissão 230 kV Extremoz II – João Câmara II, integrante do Contrato de Concessão nº 019/2010. Em 31 de janeiro de 2023 a Vice-presidência do TJDF inadmitiu o Recurso Extraordinário e o Recurso Especial.

O STJ anulou o rejuízo das apelações e ordenou a devolução dos autos ao Tribunal de origem para que, após a manifestação de todas as partes do processo acerca do tema surpresa, seja julgado o mérito da apelação. Tal fato ensejou a emissão de comunicado ao mercado em setembro de 2023. Foi apresentado embargo de declaração que está pendente de julgamento.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante estimado de R\$ 673.210 (R\$ 611.987 em 31 de dezembro de 2022).

- Ação Ordinária nº 0026448-59.2002.4.01.3400

Parte Adversa – AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia

Resumo das Decisões de Mérito – Decisão em grau de recurso julgou procedente a ação.

Resumo do Histórico – Ação ordinária proposta pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia (proc. 0026448-59.2002.4.01.3400– 3ª Vara Federal-DF) visando à contabilização e liquidação pela Aneel das transações do mercado, relativa à exposição positiva (lucro) verificada em razão da não opção pelo alívio (seguro) feita em dezembro de 2000. Decisão Interlocutória proferida no bojo do Agravo de Instrumento da AES SUL (Processo nº 2002.01.00.040870-5) resultou num débito de aproximadamente R\$ 110.000, com pagamento estipulado para o dia 07 de novembro de 2008. Tal débito onerou a Chesf.

Para suspender a exigibilidade do débito foram adotadas naquela oportunidade as seguintes providências jurídicas: 1) ajuizamento de Pedido de Suspensão de Liminar no STJ; 2) impetração de Mandado de Segurança perante o Tribunal de Justiça do Distrito Federal – TJDF; 3) protocolização de petição postulando o ingresso da Chesf no processo, na condição de litisconsorte passiva necessária. Foram acolhidos os procedimentos 2 e 3, com a conseqüente suspensão dos efeitos da liminar e suspensão do débito em questão.

A Chesf ingressou na lide como litisconsorte passiva necessária e contestou a ação. Em 31 de dezembro de 2011 o Tribunal Regional Federal da 1.ª Região havia julgado procedente o mandado de segurança interposto pela Chesf (medida 2), tendo a AES ingressado com Recurso Especial, que após negado provimento, interpôs recurso de apelação.

A Ação Ordinária foi julgada improcedente e os embargos de Declaração rejeitados, havendo assim, a apresentação de recurso de apelação pela autora.

Em 31 de março de 2013 – TRF 1.ª Região julgou procedente o MS interposto pela Chesf (medida 2). Resp da AES julgado. Mantida a Segurança. Ação julgada improcedente. Embargos Declaração rejeitados.

No dia 26 de março de 2014 O julgamento foi revertido. O Recurso de Apelação interposto pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia foi julgado e provido pelo TRF 1ª Região.

A partir de então, as Partes interpuseram os recursos pertinentes.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante atualizado de R\$ 540.224 (R\$ 499.457 em 31 de dezembro de 2022).

- Ação Ordinária nº 0028292-95.2010.8.17.0001

Parte Adversa – Libra Ligas do Brasil S/A

Resumo das Decisões de Mérito – Processo ainda não sentenciado.

Resumo do Histórico – Ação Ordinária de Cobrança nº 0028292-95.2010.8.17.0001 proposta pela Chesf, em razão de faturas de energia elétrica não pagas pela ré (empresa Libra Ligas do Brasil S/A), por força do contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica – Contrato CCVE 018/2004. A empresa Liga Libras ingressou com a ação judicial nº 0017540-06.2006.8.17.0001, que lhe concedeu liminar para impedir a Chesf de cessar o fornecimento de energia elétrica. Com base em interpretação equivocada de tal liminar, a empresa passou a não pagar as faturas da energia consumida, o que motivou a Chesf a ingressar com a presente ação de cobrança.

Em 31 de outubro de 2021, o Juízo, uma vez que fora proferida decisão declinatória de competência nos autos da ação conexa à presente (processo nº 0017540-06.2006.8.17.0001), determinando a suspensão do presente processo até o julgamento da referida ação, então em trâmite perante a Justiça Federal, determinou intimação da Chesf para falar a respeito. Em 09 de fevereiro de 2022, a Chesf informa que o único processo em que litigam Chesf e Libra na Justiça Federal (processo nº 0010768-13.2015.4.05.8300) foi definitivamente arquivado.

Em 29 de setembro de 2022, o Juízo proferiu decisão interlocutória indeferindo o pedido cautelar constante da inicial. Em 28 de outubro de 2022, Chesf peticiona juntando a planilha do débito atualizada e, em sequência a Libra opôs Agravo de Instrumento face a decisão que afastou a alegação de prescrição formulada na ação de cobrança. No agravo 0021247-86.2022.8.17.9000 foi reconhecida a prescrição intercorrente da ação de cobrança. Foi interposto o recurso pertinente pela parte adversa.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante atualizado de R\$ 366.658 (R\$ 336.951, em 31 de dezembro de 2022).

- Ação Ordinária nº 0000421-20.2003.4.05.8500

Parte Adversa – Edileuza Soares dos Santos e outros

Resumo das Decisões de Mérito – Sentença julgou parcialmente procedentes os pedidos autorais.

Resumo do Histórico – Ação Ordinária com pedido de Indenização nº 0000421-20.2003.4.05.8500, em curso na Justiça Federal – 2ª Vara Aracaju, com 219 partes autoras, entre elas Edleuza Soares dos Santos e como réus: Chesf e União Federal.

A petição inicial discorre longamente sobre o direito coletivo e difuso ao meio ambiente ecologicamente equilibrado e sobre danos ambientais. Também traz, como suposto direito, uma indenização paga a uma tribo indígena relocada para a construção da Hidrelétrica de Xingó, situação completamente distinta da que se discute nesta ação. Os autores pediram a inversão do ônus da prova e o custeio de perícia pela Chesf, além do reconhecimento do interesse da União, por se tratar de terreno de marinha.

A Chesf contesta alegando, em síntese, litispendência com a Ação Civil Pública nº 0000420-35.2003.4.05.8500, autuada na mesma data, proposta pela Associação de Pescadores do Povoado Cabeço e Saramém, que contém exatamente as mesmas partes e os pedidos são exatamente os mesmos, bem como tem idêntica a causa de pedir. Além disso, arguiu a legalidade dos procedimentos da Chesf, a inexistência de comprovação dos elementos essenciais para configurar a responsabilidade civil, bem como o chamamento à lide do IBAMA, do IMA/AL, do IMA/BA e da ADEMA/SE.

Em 18 de outubro de 2022, decisão deferindo a habilitação de sucessores de autores falecidos nos autos, bem assim intimando as partes para aditarem as razões finais. Em 22 de junho de 2023 proferida sentença julgou parcialmente procedentes os pedidos autorais para condenar a Chesf ao pagamento do valor de R\$ 100.000,00 (cem mil reais) para cada morador autor da demanda, referente aos danos ambientais patrimoniais individuais e ao pagamento no valor de R\$ 100.000,00 (cem mil reais) para cada morador referente aos danos morais. Bem como condenou a Chesf ao pagamento de

honorários advocatícios em favor, no percentual de 10% (dez por cento) sobre o valor da condenação. Julgados improcedentes os pedidos autorais em face da União. Foram opostos embargos declaratórios com pedido de efeito infringente.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante atualizado de R\$ 327.901 (R\$ 325.550, em 31 de dezembro de 2022).

- Ação Ordinária nº 0012519-31.2017.4.01.3400

Parte Adversa – União Federal

Resumo das Decisões de Mérito – Sentença julgando improcedente o pedido e revogando a liminar anteriormente deferida. Decisão monocrática no 2º Grau deferindo efeito suspensivo a Sentença.

Resumo do Histórico – Ação Ordinária nº 0012519-31.2017.4.01.3400 proposta pela Chesf em face da União Federal, com pedido de Liminar em antecipação de tutela, visando suspender os efeitos da Resolução CNPE 03/2013 Foi deferido, em 06 de abril de 2017, o pedido de tutela de urgência, para que a ré se abstenha de anotar qualquer ato de aplicação da referida Resolução e comunique à ANEEL e à CCEE que se abstenham de promover a execução, aplicação, regulamentação e implementação da aludida Resolução, determinando a suspensão e desconstituição da eficácia de todos os atos de execução, aplicação, regulamentação ou implementação da Resolução já realizados, com efeitos retroativos à data de sua edição, mantendo-se intacta a sistemática da resolução CNPE 8/2007, cessando, imediatamente o pagamento, desonerando a Autora do rateio dos custos dos encargos de serviço do sistema energético. Em 30 de maio de 2018, foi proferida Sentença julgando improcedente o pedido e revogando a liminar anteriormente deferida. Foi deferido, pelo TRF1, o pedido da Chesf de efeito suspensivo da sentença, com a consequente suspensão da cobrança dos valores. Aguarda-se inclusão em pauta para julgamento da Apelação da Chesf.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante atualizado de R\$ 301.102 (R\$ 272.315, em 31 de dezembro de 2022).

- Ação Ordinária nº 0000377-81.2004.8.17.0001

Parte Adversa – Amadeu Salustiano Souza

Resumo das Decisões de Mérito – Processo ainda não sentenciado.

Resumo do Histórico – Ação Ordinária de Indenização por Dano Moral tombada sob nº 0000377-81.2004.8.17.0001, em curso na 25ª vara cível de Recife, Pernambuco, interposta por Antônio Serapião da Silva e outros, em face da Chesf e União. Os Autores propuseram ação de indenização em face da Chesf alegando dano moral em vista do processo de desapropriação para a formação do lago reservatório de Itaparica, sob a alegação de violação a direitos humanos e patrimoniais. Em contestação, a Chesf alegou preliminarmente litispendência, informando a existência de Ação Civil Pública que trata da questão o que, uma vez reconhecido, resulta em extinção do feito sem julgamento de mérito. No mérito, refuta os argumentos articulados, pugnando pela improcedência total dos pedidos articulados. Em 11 de setembro de 2000 a preliminar de litispendência da Chesf foi negada com determinação da perícia pedida pelo réu O processo está na fase de instrução.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante estimado de R\$ 289.897 (R\$ 270.708, em 31 de dezembro de 2022).

- Ação civil pública Nº 0002490-83.2012.4.01.3306

Parte Adversa – Ministério Público Federal na Bahia

Resumo das Decisões de Mérito - Foi proferida sentença que declarou a nulidade do acordo de 1991, entre a Chesf e o Polo Sindical, que alterou a forma de cálculo da VMT para o equivalente a 2,5 salários mínimos; bem como determinou o pagamento das diferenças apuradas, desde 1991, entre a verba efetivamente paga e o valor de 2,5 salários mínimos.

Resumo do Histórico - Ação civil pública proposta pelo Ministério Público Federal junto à subseção Judiciária de Paulo Afonso – BA (processo n.º 0002490-83.2012.4.01.3306) onde, em síntese, persegue a obtenção de decreto judicial que declare a inexistência do Aditivo ao Acordo de 1986, celebrado no ano de 1991, firmado entre a Chesf e os representantes do Polo Sindical dos Trabalhadores Rurais do Submédio São Francisco. O valor atribuído à causa foi de R\$ 1.000.000.

Foi proferida sentença que declarou a nulidade do acordo de 1991, entre a Chesf e o Polo Sindical, que alterou a forma de cálculo da VMT para o equivalente a 2,5 salários mínimos; bem como determinou o pagamento das diferenças apuradas, desde 1991, entre a verba efetivamente paga e o valor de 2,5 salários mínimos, monetariamente corrigidos e acrescidos de juros moratórios para cada família que recebeu ou ainda recebe a VMT, pelo respectivo período que tenha recebido e que pertençam à competência territorial desta Subseção Judiciária, ressalvados os casos dos reassentados que celebraram os termos de acordos extrajudicial e a escritura pública de doação com a requerida, renunciando os benefícios da VMT, assim como afastou o direito dos interessados à percepção das parcelas atingidas pela prescrição quinquenal, a contar do ajuizamento da ação.

Contra a sentença foram opostas apelações pela Chesf e pelo MPF, recursos esses que aguardam julgamento, sendo distribuídos por dependência em 30 de novembro de 2016 ao relator Desembargador Federal Néviton Guedes – Quinta Turma. Em 13 de maio de 2023 o processo foi redistribuído por sorteio em razão de criação de unidade judiciária para a 11ª Turma do TRF1.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante atualizado de R\$ 4.549.567 (R\$ 4.159.029, em 31 de dezembro de 2022).

- Ação Civil Pública nº 0033328-13.2015.4.01.3400

Parte Adversa – Aneel

Resumo das Decisões de Mérito - Sentença parcialmente procedente para condenar a Chesf ao ressarcimento dos valores pagos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. O Juízo sentenciante consignou que teria havido culpa da União pelo atraso, de modo que a referida responsabilidade da Chesf, estaria limitada ao percentual de sua culpa pelos atrasos, o que seria aferido por perícia em fase de liquidação de sentença.

Resumo do Histórico- Trata-se de ação civil pública manejada pela Aneel com o intuito de cobrar da Chesf supostos prejuízos que os consumidores finais de energia elétrica teriam tido com os atrasos das obras referentes às chamadas Instalações de Geração Compartilhada – ICGs. Esse prejuízo remontaria a R\$ 1.471.000.

Em 20 de setembro de 2019, foi proferida sentença por meio da qual a demanda foi julgada parcialmente procedente para condenar a Chesf ao ressarcimento dos valores pagos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. O Juízo sentenciante, todavia, consignou que teria havido culpa da União pelo atraso, de modo que a referida responsabilidade da CHESF, estaria limitada ao percentual de sua culpa pelos atrasos, o que seria aferido por perícia em fase de liquidação de sentença.

A partir de então, as Partes interpuseram os recursos pertinentes. Em 15 de maio de 2023 redistribuído por sorteio em razão de criação de unidade judiciária para a 11ª Turma do TRF1.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como “possível”, no montante estimado de R\$ 2.455.511 (R\$ 2.252.254, em 31 de dezembro de 2022).

- Ação Civil Pública nº 0001209-58.2013.4.01.3306

Parte Adversa – Ministério Público Federal da Bahia

Resumo das Decisões de Mérito - Em 11 de março de 2014, o Juiz Federal de Paulo Afonso proferiu decisão determinando que a Chesf estenda a todos os atingidos pela barragem cadastrados no Relatório de Famílias Relocadas o direito de recebimento de Verba de Manutenção Temporária- VMT, nos termos do acordo firmado em 1986.

Em 15 de janeiro de 2019, foi revertida a Decisão com o reconhecimento da prescrição da pretensão do MPF de reassentamento ou pagamento de Verba de Manutenção Temporária (VMT) pela CHESF às famílias cadastradas no Relatório de Famílias Relocadas, bem como de declaração de inexistência do Aditivo de 1991, bem assim extinto o processo com resolução do mérito.

Resumo do Histórico - Ação Civil Pública, tombada sob nº 0001209-58.2013.4.01.3306, em curso na Justiça Federal – 1ª vara de Paulo Afonso, Bahia, tendo como partes Chesf, Ministério Público Federal e como litisconsorte passivo União Federal.

Trata-se de Ação Civil Pública proposta pelo Ministério Público Federal da Bahia, cujo objeto consiste no reconhecimento da existência de ocupantes da área inundada que não foram reassentados em projetos de irrigação, fazendo jus a todo o previsto no Acordo de 1986 entre a Chesf e as comunidades envolvidas na construção da Barragem de Itaparica.

Em 11 de março de 2014, o Juiz Federal de Paulo Afonso proferiu decisão determinando que a Chesf estenda a todos os atingidos pela barragem cadastrados no Relatório de Famílias Relocadas, ou seus sucessores, nos limites daquilo devido aos falecidos, o direito de pagamento de Verba de Manutenção Temporária- VMT, nos termos do acordo firmado em 1986 (2,5 salários mínimos), até a efetiva entrega da terra ("Projeto Irrigado"), desde que essas famílias não tenham sido efetivamente reassentadas ou tenham sido indenizadas pelas áreas atingidas, que não se confunde com a indenização pelas benfeitorias realizadas, no prazo de 120 (cento e vinte dias), sob pena de cominação de multa diária no valor de R\$ 50 por dia de atraso, vinculando-se o eventual produto das multas a investimentos voltados ao desenvolvimento dos referidos reassentamentos."

A partir de então, as Partes interpuseram os recursos cabíveis.

Em 15 de janeiro de 2019 foi prolatada Decisão reconhecendo a prescrição da pretensão do MPF de reassentamento ou pagamento de Verba de Manutenção Temporária (VMT) pela Chesf às famílias cadastradas no Relatório de Famílias Relocadas, bem como de declaração de inexistência do Aditivo de 1991, e extinguiu o processo com resolução do mérito. A partir de então, as Partes interpuseram os recursos cabíveis. Encontra-se pendente apreciação de recursos em face dos Tribunais Superiores, STJ e STF.

Com base na avaliação de seus procuradores jurídicos, a administração classificou o risco de perda desta ação como "possível", no montante estimado de R\$ 4.135.073 (R\$ 3.772.158, em 31 de dezembro de 2022).

#### 24.2.2 - Tributárias

Em 31 de dezembro de 2023 a Companhia possui ações judiciais tributárias com probabilidade de perda possível no montante de R\$ 241.173 (R\$ 186.204 em 31 de dezembro de 2022).

#### 24.2.3 - Trabalhistas

Em 31 de dezembro de 2023 a Companhia possui ações judiciais trabalhistas de R\$ 51.982 (R\$ 94.506 em 31 de dezembro de 2022), sendo possível sua probabilidade de perda, onde não é realizada provisão.

#### Prática contábil

Os riscos de desembolso futuros com litígios trabalhistas, tributários e cíveis são reconhecidas no balanço patrimonial, na rubrica Provisões para Litígios, quando há obrigações presentes (legais ou presumidas) resultantes de eventos passados, cuja liquidação seja provável e que seja possível estimarem os valores de forma confiável, com base na avaliação da Administração e dos assessores jurídicos internos e externos. Os valores são registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos dos referidos processos judiciais.

Os riscos de desembolso futuros com litígios (contingentes), cuja liquidação seja possível, são apenas divulgados em notas explicativas, sem compor o passivo da Companhia.

#### Estimativas e julgamentos críticos

A avaliação de riscos é suportada pelo julgamento da Administração, juntamente com seus assessores jurídicos, considerando as jurisprudências, as decisões em instâncias iniciais e superiores, o histórico de eventuais acordos e decisões, a experiência da administração e dos assessores jurídicos, bem como outros aspectos aplicáveis

## NOTA 25 – OBRIGAÇÕES LEI Nº 14.182/2021

A Lei nº 14.182/2021 determinou as condições para a obtenção das novas outorgas de concessão de geração de energia elétrica estabelecendo obrigações de: (i) pagamento à CDE e (ii) implementação de programas de revitalização das bacias hidrográficas.

	Controle Desenvolvimento Energético	Revitalização das bacias hidrográficas
Saldo em 31/12/2022	12.440.873	2.761.585
Atualização monetária	578.785	132.704
Encargos	958.427	142.172
Juros pagos	(15.459)	(13.296)
Amortização do principal	(244.015)	(340.045)
Saldo em 31/12/2023	13.718.611	2.683.120
Circulante	518.966	367.974
Não circulante	13.199.645	2.315.146

As parcelas das obrigações com CDE e Revitalização das Bacias Hidrográficas têm seus vencimentos a valor presente, com taxa 7,60% e 5,67%, respectivamente, assim programados:

	Conta de Desenvolvimento Energético	Revitalização das Bacias Hidrográficas	Total
2024	518.966	367.974	886.940
2025	767.688	369.669	1.137.357
2026	1.063.584	369.669	1.433.253
2027	1.329.480	369.669	1.699.149
2028	1.329.480	369.669	1.699.149
Após 2028	8.709.413	836.470	9.545.883
Total	13.718.611	2.683.120	16.401.731

Na nota 35.3.2, é demonstrado o fluxo de pagamentos (valores futuros) das obrigações da Lei 14.182/2021, determinados pela Resolução CNPE 015/2021, corrigidos monetariamente pelo IPCA.

### Prática contábil

As obrigações da Lei nº 14.182/2021 (desestatização da Eletrobras) foram reconhecidas inicialmente a partir dos valores apresentados na Resolução CNPE 015/2021, alterada Pela Resolução CNPE 030/2021. Subsequentemente, essas obrigações são atualizadas pelos juros transcorridos, pela atualização monetária (IPCA) e pelos pagamentos realizados.

A taxas de juros das obrigações não foram apresentadas diretamente na Resolução CNPE 015/2021, em razão disso, foram calculadas, de forma implícita, a partir do valor presente das obrigações, do fluxo futuro de pagamentos e do prazo de pagamento.

Os juros e as atualizações monetárias transcorridas são registrados na demonstração de resultados, no grupo de resultado financeiro.

## NOTA 26 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	31/12/2023	31/12/2022
Circulante		
Provisão de férias	63.221	85.127
Processos de desligamento - nota 2	267.530	378.556
Folha de Pagamento	2.632	5.646
Encargos sobre férias	5.055	6.806
Participações nos Lucros/Resultados	67.516	48.361
Contribuição Previdenciária	17.583	25.540
Outros	4.654	7.680
Total	428.191	557.716

## Prática contábil

As estimativas com obrigações trabalhistas e os respectivos encargos trabalhistas são reconhecidos em contrapartida ao resultado do período, à medida que os empregados obtêm direitos de recebimentos futuros.

### NOTA 27 – COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

Os compromissos de longo prazo da Companhia estão apresentados a seguir:

Compromissos	2025	2026	2027	2028	Após 2028
Compra de energia	272.193	280.574	280.574	280.574	3.108.347
Venda de energia	802.013	615.342	507.273	386.195	3.491.193
Aquisições de imobilizados	8.260.588	11.172.388	5.339.684	2.765.609	-

### NOTA 28 – OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SETOR PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

São obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica e representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e às subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição. Segue a composição destas obrigações:

Obrigações Especiais - R\$ Mil	Depreciação - Taxa Média Anual	Custo Histórico	Total
<b>Em serviço</b>		<b>384.061</b>	<b>384.061</b>
Participação da União, Estados e Municípios	4,66	276.041	276.041
Participação Financeira do Consumidor	5,75	94.839	94.839
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido	3,22	12.801	12.801
Pesquisa e Desenvolvimento	7,36	380	380
<b>(-) Amortização Acumulada - AIS</b>		<b>(187.738)</b>	<b>(187.738)</b>
Participação da União, Estados e Municípios	-	(155.241)	(155.241)
Participação Financeira do Consumidor	-	(32.397)	(32.397)
Pesquisa e Desenvolvimento	-	(100)	(100)
<b>Em curso</b>		<b>680</b>	<b>680</b>
Pesquisa e Desenvolvimento	-	680	680
<b>Total</b>		<b>197.003</b>	<b>197.003</b>

A movimentação ocorrida no exercício pode assim ser resumida:

	Saldo inicial em 31/12/2021	Adição	Saldo final em 31/12/2022
<b>Em serviço</b>	<b>342.761</b>	<b>41.300</b>	<b>384.061</b>
Participação da União, Estados e Municípios	276.041	-	276.041
Participação Financeira do Consumidor	53.539	41.300	94.839
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	9.529	-	9.529
Pesquisa e Desenvolvimento	3.652	-	3.652
<b>(-) Amortização Acumulada - AIS</b>	<b>(159.258)</b>	<b>(28.480)</b>	<b>(187.738)</b>
Participação da União, Estados e Municípios	(132.550)	(22.691)	(155.241)
Participação Financeira do Consumidor	(26.636)	(5.761)	(32.397)
Pesquisa e Desenvolvimento	(72)	(28)	(100)
<b>Em curso</b>	<b>680</b>	<b>-</b>	<b>680</b>
Pesquisa e Desenvolvimento	680	-	680
<b>Total</b>	<b>184.183</b>	<b>12.820</b>	<b>197.003</b>

## NOTA 29 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO

O capital social da Companhia, em 31 de dezembro 2023, é de R\$ 19.370.176 (R\$ 9.753.953, em 2022).

O capital social está distribuído, por principais acionistas e pelas espécies de ações, conforme a seguir:

ACIONISTA	ORDINÁRIAS		31/12/2023 PREFERENCIAIS		CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	QUANTIDADE	%	QUANTIDADE	%
	Eletrobras	54.151	100,00	1.754	100,00	55.905
Total	54.151	100,00	1.754	100,00	55.905	100,00

ACIONISTA	ORDINÁRIAS		31/12/2022 PREFERENCIAIS		CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	QUANTIDADE	%	QUANTIDADE	%
	Eletrobras	54.151	100,00	1.518	86,55	55.669
Ministério da Fazenda	-	-	194	11,06	194	0,35
Light	-	-	9	0,51	9	0,02
Outros	-	-	33	1,88	33	0,06
Total	54.151	100,00	1.754	100,00	55.905	100,00

As ações ordinárias são nominativas com direito a voto. As ações preferenciais, também nominativas, não têm classe específica nem direito a voto e não são conversíveis em ações ordinárias, gozando, entretanto, de prioridade na distribuição de dividendo, mínimo de 10% ao ano, calculado sobre o capital correspondente a essa espécie de ações.

Em 31 de maio de 2023, a Companhia realizou a 193ª Assembleia Geral Extraordinária, que deliberou sobre o aumento de capital social, no montante de R\$ 9.616.223, por meio da capitalização do saldo de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC), concedido pela controladora Eletrobras, sem a emissão de novas ações

### 29.1 - Reservas de Capital

Essa reserva representa o excedente de capital acumulado da empresa. Os montantes destinados a esse objetivo são permanentemente investidos e não podem ser usados para pagar dividendos.

	31/12/2023	31/12/2022
Doações/subvenções para investimentos	4.759.353	4.759.353
Remuneração de bens e direitos constituídos com capital próprio	156.846	156.846
	4.916.199	4.916.199

### 29.2 - Reservas de Lucros

	31/12/2023	31/12/2022
Legal	821.760	743.124
Incentivos fiscais	1.221.554	1.020.520
Reserva especial de dividendos não distribuídos	978.660	-
	3.021.974	1.763.644

#### 29.2.1 – Reserva legal

Constituída mediante a apropriação de 5% do lucro líquido do exercício, em conformidade com a Lei 6.404/1976.

#### 29.2.2 – Reserva de Incentivos Fiscais

A Reserva de Incentivos Fiscais foi criada pela Lei nº 11.638/2007. Por meio desta última, foi retirada da Lei nº 6.404/1976 a alínea "d" do § 1º Art. 182, que permitia a contabilização de doações e subvenções para investimento como reserva de capital, e incluído o artigo 195-A que possibilita à Assembleia Geral, por proposta dos órgãos da administração, destinar para a reserva de incentivos fiscais a parcela do lucro líquido decorrente de doações ou subvenções governamentais para investimentos, a qual poderá ser excluída da base de cálculo do dividendo obrigatório.

### 29.3 – Remuneração aos acionistas

De acordo com o Estatuto da Companhia é assegurado aos acionistas, dividendo mínimo obrigatório de 25% sobre o lucro líquido do exercício, ajustado na forma da Lei. Em 2023, a Administração propôs o pagamento dos dividendos aos acionistas no valor de R\$ 373.528. Considerando que a atual situação financeira da Companhia é incompatível com o pagamento da totalidade dos dividendos, nos termos do Art. 202, da Lei 6.404/76, foi constituída a reserva especial de dividendos não distribuídos no montante de R\$ 1.075.055, os quais serão pagos quando da reversão dessa situação financeira da Companhia.

Os dividendos constituídos serão pagos na data que vier a ser fixada na Assembleia Geral Ordinária - AGO de acionistas, ou de acordo com a Lei Societária.

De acordo com o artigo 42 do Estatuto Social da Companhia os dividendos não reclamados no prazo de 3 (três) anos, contados a partir da data em que foram disponibilizados, reverterão em favor da Companhia.

	31/12/2023	31/12/2022
Lucro líquido do exercício - regulatório	2.773.317	1.509.054
Ajuste - nota 42	(1.023.538)	198.373
Lucro líquido do exercício - societário	1.749.779	1.707.427
Constituição da Reserva de Incentivos Fiscais	(177.028)	(64.680)
Constituição da Reserva legal	(78.638)	(82.137)
Lucro líquido ajustado - base de cálculo da remuneração	1.494.113	1.560.610
Dividendos mínimos obrigatórios	373.528	390.153
<b>Remuneração proposta:</b>		
Juros sobre capital próprio	-	695.809
Dividendos adicionais propostos	-	695.808
Dividendos	373.528	-
Remuneração líquida	373.528	1.391.617
Dividendos brutos por ação ordinária e preferencial (R\$)	6,68	24,89

### 29.4 - Outros Resultados Abrangentes

Em conformidade com o Pronunciamento Técnico – CPC 33 (R1) (IAS 19), a Companhia reconheceu neste exercício perdas atuariais de benefícios pós-emprego, líquidas do imposto de renda e da contribuição social diferidos, em Outros resultados abrangentes, no valor de R\$ 117.537 (perda de R\$ 203.933, em 2022). O montante acumulado corresponde a R\$ 880.553 (R\$ 569.824, em 2022).

### NOTA 30 – RESULTADO POR AÇÃO

O resultado básico por ação é calculado mediante a divisão entre o lucro atribuível aos acionistas da Companhia e sua quantidade de ações emitidas, excluindo aquelas compradas pela Companhia e mantidas como ações em tesouraria. As ações preferenciais possuem direito assegurado (por ação) de superioridade de pelo menos 10% na distribuição de Dividendos e/ou Juros Sobre Capital Próprio (JCP) quanto às ações ordinárias.

Numerador	31/12/2023		
	Ordinárias	Preferenciais	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações	2.686.305	87.012	2.773.317
Lucro do exercício	2.686.305	87.012	2.773.317
<b>Denominador</b>			
Quantidade de ações	54.151	1.754	
% de ações em relação ao total	96,86%	3,14%	
Resultado por ação básico (R\$)	49,61	49,61	

31/12/2022			
Numerador	Ordinárias	Preferenciais	Total
Lucro atribuível a cada classe de ações	1.461.707	47.347	1.509.054
Lucro do exercício	1.461.707	47.347	1.509.054
Denominador			
Quantidade de ações	54.151	1.754	
% de ações em relação ao total	96,86%	3,14%	
Resultado por ação básico (R\$)	26,99	26,99	

#### Prática contábil

A companhia calcula o valor do resultado básico por ação para o lucro ou prejuízo atribuível aos titulares de ações ordinárias (ou capital próprio ordinário) da companhia e, se apresentado, o lucro ou prejuízo resultante das operações continuadas atribuível a esses titulares de ações ordinárias.

#### NOTA 31 – RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	31/12/2023	31/12/2022
Geração		
Suprimento e O&M	3.237.170	3.106.590
Fornecimento	875.082	863.486
CCEE	328.535	110.777
	4.440.787	4.080.853
Transmissão		
Receita de operação e manutenção	5.713.301	4.772.638
	5.713.301	4.772.638
Outras receitas		
	60.762	80.840
(-) Deduções à Receita operacional		
(-) ICMS	(154.518)	(148.724)
(-) PIS e COFINS	(911.765)	(788.910)
(-) Encargos setoriais	(631.214)	(629.951)
(-) Outras Deduções (inclusive ISS)	(896)	(968)
	(1.698.393)	(1.568.553)
Receita operacional líquida	8.516.457	7.365.778

#### Prática contábil

As receitas são reconhecidas à medida que a Companhia satisfaz suas obrigações estabelecidas nos contratos com os clientes, sendo mensuradas com base nos valores das contraprestações que espera receber em troca do desempenho das atividades de geração, transmissão e de outros serviços.

#### Geração

As receitas de suprimento e fornecimento de energia elétrica são reconhecidas no momento que a Companhia entrega a energia elétrica para o comprador pelos preços estabelecidos nos contratos.

As receitas das transações no mercado de curto prazo, apresentadas na linha CCEE, são valoradas pelo Preço de Liquidação das Diferenças – PLD.

As receitas originadas das concessões de geração prorrogadas à luz da Lei nº 12.783/2013 (Usinas Cotistas) estão apresentadas na linha Receita de operação e manutenção, sendo reconhecidas pelo preço da tarifa calculada pela ANEEL. A tarifa é calculada com base nos custos de operação e manutenção das usinas, acrescidos da taxa adicional de receita de 10%. A partir de 2023, em razão das determinações da Lei nº 14.182/2021 (desestatização da Eletrobras), o regime de exploração dessas usinas será alterado de cotas de garantia física para produção independente de energia ("PIE"), em 20% ano, atingindo a alteração completa em 05 anos.

## Transmissão

A receita operacional referente a transmissão de energia é reconhecida no momento em que o ONS apura os valores que a Companhia tem o direito de faturar dos demais agentes do setor de energia elétrica, conforme previsto em contrato de prestação de serviços entre o Poder Concedente e a Outorgada.

### NOTA 32 - CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e as despesas gerais e administrativas apresentados na demonstração do resultado do exercício, têm a seguinte composição:

	31/12/2023	31/12/2022
	Total	Total
Pessoal	(1.190.573)	(1.545.188)
Material	(43.479)	(43.454)
Serviços	(367.620)	(326.597)
Energia comprada para revenda	(244.526)	(235.667)
Encargos sobre uso da rede elétrica	(1.077.079)	(948.925)
Depreciação e amortização	(775.967)	(477.013)
Doação e contribuições	(32.878)	(8.272)
Perdas estimadas/Provisões operacionais - Nota 34.1	149.105	(1.369.900)
Outros	(288.732)	(400.938)
<b>Total</b>	<b>(3.871.749)</b>	<b>(5.355.954)</b>

#### 32.1 - Perdas estimadas/Provisões operacionais

	31/12/2023	31/12/2022
Provisão/reversão para litígios (i)	620.484	(701.627)
Reversão de Perdas estimadas em investimentos - nota 14.1	14.748	371.529
PECLD - Consumidores e revendedores (iii)	(86.163)	(91.181)
Provisão contratos onerosos (ii)	(393.946)	(23.201)
Perda estimada com depósitos judiciais	60.868	(7.994)
Perda (reversão) estimada por irrecoverabilidade de ativos ( <i>Impairment</i> )	(66.886)	20.243
Provisão para perdas	-	(937.669)
	<b>149.105</b>	<b>(1.369.900)</b>

A principal movimentação no período deveu-se aos seguintes fatos:

- (i) Provisão/reversão para litígios no montante de R\$ 620.484 em função, principalmente, da reversão do processo movido pela Energia Potiguares, para pagamento de indenização por força dos prejuízos ocasionados pelo suposto atraso na entrega da linha de transmissão 230 kV Extremoz II – João Câmara II, integrante do Contrato de Concessão nº 019/2010 (R\$ 643.246);
- (ii) registro de reversão de provisão de impairment/contrato oneroso R\$ 389.810 em função, principalmente, dos contratos de comercialização de energia em Jirau;
- (iii) registro de perdas estimadas com créditos de liquidação duvidosa sobre clientes e outros créditos no montante de R\$ 86.163.

### NOTA 33 – PESSOAL E ADMINISTRADORES

Pessoal e Administradores	2023	2022
<b>Pessoal</b>		
Remuneração	612.207	733.728
Encargos	209.615	256.366
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit	142.171	91.316
Programa de demissão voluntária	123.591	391.618
Participação nos lucros e resultados - PLR	71.867	39.403
Outros	23.827	24.670
<b>Administradores</b>		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	7.295	8.087
<b>Total</b>	<b>1.190.573</b>	<b>1.545.188</b>

## NOTA 34 - RESULTADO FINANCEIRO

	31/12/2023	31/12/2022
<b>Receitas Financeiras</b>		
Receita de aplicações financeiras	199.310	251.597
Acréscimo moratório sobre energia elétrica	4.726	7.827
Outras receitas financeiras	1.832	14.299
	<b>205.868</b>	<b>273.723</b>
<b>Despesas financeiras</b>		
Encargos de dívidas	(226.620)	(92.790)
Encargos de dívidas - obrigações com CDE (i)	(958.427)	(457.323)
Encargos de dívidas - revitalização das bacias hidrográficas (i)	(142.172)	(74.809)
Outras despesas financeiras	(186.364)	(388.776)
	<b>(1.513.583)</b>	<b>(1.013.698)</b>
<b>Itens financeiros líquidos</b>		
Variações monetárias	148.829	89.899
Variações monetárias - obrigações com CDE (i)	(578.785)	(81.966)
Variações monetárias - revitalização das bacias hidrográficas (i)	(132.704)	(9.207)
	<b>(562.660)</b>	<b>(1.274)</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(1.870.375)</b>	<b>(741.249)</b>

A principal movimentação do período corresponde a:

- (i) atualização das obrigações advindas da capitalização da Eletrobras, sendo: R\$ 1.537.212 referente a CDE e R\$ 274.876 referente a revitalização das bacias hidrográficas.

### Prática Contábil

No resultado financeiro são registrados, principalmente, os encargos das dívidas sobre empréstimos, financiamentos e debêntures, vide nota 18, os encargos das obrigações com a CDE e revitalização de bacias hidrográficas, vide nota 25, e as receitas de aplicações financeiras.

As transações em moeda estrangeira são convertidas para a moeda funcional utilizando a taxa de câmbio vigente na data das transações. Os ganhos e as perdas cambiais resultantes da conversão pela taxa de câmbio do fim do exercício são reconhecidos no resultado como despesa ou receita financeira.

## NOTA 35 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

### 35.1- Gestão do Risco de Capital

Os objetivos da Companhia ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade da Companhia para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de perseguir uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo. As aquisições e vendas de ativos financeiros são reconhecidas na data de negociação.

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

Condizente com outras companhias do setor, a Companhia monitora o capital com base no índice de alavancagem financeira. Esse índice corresponde à exposição líquida dividida pelo capital total. A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos, financiamentos e debêntures de curto e longo prazos, apresentados na nota 18, subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários (sem considerar o caixa restrito e TVM restrito), apresentados nas notas 6 e 7. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado, com a dívida líquida.

	31/12/2023	31/12/2022
Total dos empréstimos, financiamentos e debêntures	3.047.955	1.035.113
(-) Caixa e equivalentes de Caixa	(1.027.866)	(874.173)
(-) Títulos e Valores Mobiliários	(252.294)	(386.874)
Exposição líquida	1.767.795	(225.934)
(+) Total do Patrimônio Líquido	26.427.796	15.490.711
Total do Capital	28.195.591	15.264.777
Índice de Alavancagem Financeira	6,27%	-1,48%

### 35.2 - Classificação por categoria de instrumentos financeiros

Os saldos contábeis de certos ativos e passivos financeiros representam uma aproximação razoável do valor justo. A Companhia usa a seguinte classificação para enquadrar os seus instrumentos financeiros e seus respectivos níveis:

	Nível	31/12/2023	31/12/2022
<b>ATIVOS FINANCEIROS</b>			
Custo amortizado		3.235.711	2.725.953
Clientes		1.263.702	1.061.548
Caixa e equivalentes de caixa		1.027.866	874.173
Títulos e Valores Mobiliários		944.143	790.232
<b>PASSIVOS FINANCEIROS</b>			
Custo amortizado		20.470.612	17.452.002
Empréstimos, financiamentos e debêntures		3.047.955	1.035.113
Fornecedores		647.137	622.384
AFAC		-	-
Remuneração aos acionistas		373.789	592.047
Obrigações com a CDE		13.718.611	12.440.873
Obrigações com a revitalização das bacias hidrográficas		2.683.120	2.761.585

Nível 1 – preços cotados (não ajustados) em mercados ativos, líquidos e visíveis para ativos e passivos idênticos que estão acessíveis na data de mensuração;

Nível 2 – preços cotados (podendo ser ajustados ou não) para ativos ou passivos similares em mercados ativos, outras entradas não observáveis no nível 1, direta ou indiretamente, nos termos do ativo ou passivo; e

Nível 3 – ativos e passivos cujos preços não existem ou que esses preços ou técnicas de avaliação são amparados por um mercado pequeno ou inexistente, não observável ou líquido. Nesse nível a estimativa do valor justo torna-se altamente subjetiva.

O valor justo dos instrumentos financeiros negociados em mercados ativos é baseado nos preços de mercado, cotados na data do balanço. Um mercado é visto como ativo se os preços cotados estiverem prontos e regularmente disponíveis a partir de uma Bolsa, distribuidor, corretor, grupo de indústrias, serviço de precificação ou agência reguladora. E os preços representam transações de mercado reais e que ocorrem regularmente em bases puramente comerciais.

O preço de mercado cotado utilizado para os ativos financeiros mantidos pela Eletrobras e suas controladas é o preço de concorrência atual. Esses instrumentos estão incluídos no Nível 1. Os instrumentos incluídos no Nível 1 compreendem, principalmente, os investimentos patrimoniais classificados como valor justo por meio de resultado ou através de outros resultados abrangentes anteriormente classificados como títulos para negociação ou disponíveis para venda.

O valor justo dos instrumentos financeiros que não são negociados em mercados ativos (por exemplo, derivativos de balcão) é determinado mediante o uso de técnicas de avaliação. Essas técnicas de avaliação maximizam o uso dos dados adotados pelo mercado onde estão disponíveis e confia o menos possível nas estimativas específicas da entidade. Se todas as informações relevantes exigidas para o valor justo de um instrumento forem adotadas pelo mercado, o instrumento estará incluído no Nível 2.

Se uma ou mais informações relevantes não estiverem baseadas em dados adotados pelo mercado, o instrumento estará incluído no Nível 3.

Técnicas de avaliação específicas utilizadas para valorizar os instrumentos financeiros (nível 2) incluem:

- Preços de mercado cotados ou cotações de instituições financeiras ou corretoras para instrumentos similares;

- O valor justo de swaps de taxa de juros é calculado pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados com base nas curvas de rendimento adotadas pelo mercado.

Outras técnicas, como a análise de fluxos de caixa descontados, que são utilizadas para determinar o valor justo para os instrumentos financeiros remanescentes (nível 3), e o risco de crédito das contrapartes das operações de swaps.

### 35.3 - Gestão de Riscos Financeiros

No exercício de suas atividades a Companhia é impactada por eventos de riscos que podem comprometer os seus objetivos estratégicos. O gerenciamento de riscos tem como principal objetivo antecipar e minimizar os efeitos adversos de tais eventos nos negócios e resultados econômico-financeiros da Companhia.

Para a gestão de riscos financeiros, a Companhia definiu políticas e estratégias operacionais e financeiras, aprovadas por comitês internos e pela administração, que visam conferir liquidez, segurança e rentabilidade a seus ativos e manter os níveis de endividamento e perfil da dívida definidos para os fluxos econômico-financeiros.

As análises de sensibilidade abaixo foram elaboradas tendo como objetivo mensurar o impacto das mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. Tratam-se, portanto, de projeções baseadas em avaliações de cenários macroeconômicos, não significando que as transações terão os valores apresentados no prazo de análise considerado.

Os principais riscos financeiros identificados no processo de gerenciamento de riscos são:

#### 35.3.1 – Risco de taxa de juros

Esse risco está associado à possibilidade da Companhia contabilizar perdas em razão de oscilações das taxas de juros de mercado, impactando seus demonstrativos pela elevação das despesas financeiras.

##### a) Composição dos saldos por indexador e análise de sensibilidade

Nos quadros a seguir foram considerados cenários para índices e taxas, com os respectivos impactos nos resultados da Companhia. Para a análise de sensibilidade utilizou-se como cenário provável para 31 de dezembro de 2023 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central, e *Economic Outlook*, publicado pela OCDE.

##### a.1) Indexadores nacionais

Risco de apreciação das taxas de juros

		Saldo em 31/12/2023	Efeito no Resultado		
			Cenário I - Provável 2023 <sup>1</sup>	Cenário II (+25%) <sup>1</sup>	Cenário III (+50%) <sup>1</sup>
CDI	Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	43.448	5.661	7.077	8.492
	Impacto no resultado	43.448	5.661	7.077	8.492
TJLP	Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	198.064	12.973	16.216	19.460
	Impacto no resultado	198.064	12.973	16.216	19.460
IPCA	Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	366.685	16.171	20.214	24.256
	Impacto no resultado	366.685	16.171	20.214	24.256
Impacto no resultado em caso de apreciação dos indicadores nacionais		608.197	34.805	43.507	52.208
<sup>(1)</sup> Premissas adotadas:		31/12/2023	Provável	+25%	+50%
	CDI	13,03%	13,03%	16,29%	19,55%
	TJPL	6,55%	6,55%	8,19%	9,83%
	IPCA	4,41%	4,41%	5,51%	6,62%

#### 35.3.2 – Risco de crédito

Esse risco decorre da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas resultantes da dificuldade de realização de seus recebíveis de clientes, bem como da inadimplência de instituições financeiras contrapartes em operações.

#### 35.3.2 – Risco de liquidez

As necessidades de liquidez da Companhia são de responsabilidade das áreas financeira e de captação de recursos, que atuam alinhadas no monitoramento permanente dos fluxos de caixa de curto, médio e longo prazo, previstos e realizados, buscando evitar possíveis descasamentos e consequentes perdas financeiras e garantir as exigências de liquidez para as necessidades operacionais.

A tabela abaixo analisa os passivos financeiros não derivativos da Companhia por faixas de vencimento, correspondentes ao período remanescente no balanço patrimonial até a data contratual do vencimento. O vencimento contratual baseia-se na data mais recente em que a Companhia deve quitar obrigações e inclui os respectivos juros contratuais relacionados, quando aplicável.

	31/12/2023				
	Fluxo de pagamento				
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
<b>PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)</b>					
Mensurados ao Custo Amortizado	1.734.284	2.790.602	3.634.276	11.960.286	20.119.448
Empréstimos, financiamentos e debêntures	177.582	219.992	235.978	2.414.403	3.047.955
Fornecedores	579.249	-	-	-	579.249
Obrigações estimadas	90.513	-	-	-	90.513
Obrigações com a CDE	518.966	1.831.272	2.658.960	8.709.413	13.718.611
Obrigações com a revitalização das bacias hidrográficas	367.974	739.338	739.338	836.470	2.683.120

## Prática Contábil

### Reconhecimento e mensuração:

Os ativos e passivos financeiros são reconhecidos quando uma empresa da Companhia for parte das disposições contratuais do instrumento.

Os ativos e passivos financeiros são inicialmente reconhecidos pelo valor justo e, posteriormente, mensurados ao custo amortizado ou pelo valor justo, seguindo as regras do CPC 48 / IFRS 9.

Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição ou emissão de ativos e passivos financeiros (exceto por ativos e passivos financeiros reconhecidos ao valor justo no resultado) são acrescidos ou deduzidos do valor justo dos ativos ou passivos financeiros, se aplicável, após o reconhecimento inicial. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição de ativos e passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado são reconhecidos imediatamente no resultado.

- Ativos financeiros

Todas as compras ou vendas regulares de ativos financeiros são reconhecidos e baixados na data de negociação. As compras ou vendas regulares correspondem a compras ou vendas de ativos financeiros que requerem a entrega de ativos dentro do prazo estabelecido por meio de norma ou prática de mercado.

Todos os ativos financeiros reconhecidos são inicialmente reconhecidos pelo valor justo e, posteriormente, mensurados na sua totalidade ao custo amortizado ou ao valor justo, dependendo da classificação dos ativos financeiros.

a) Um ativo financeiro é mensurado ao custo amortizado se atender ambas as condições a seguir e não for designado como mensurado ao Valor Justo ao Resultado (VJR):

- é mantido dentro de um modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiros para receber fluxos de caixa contratuais; e
- seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxos de caixa que são relativos somente ao pagamento de principal e juros sobre o valor principal em aberto.

b) Um instrumento de dívida é mensurado ao Valor Justo a Outros Resultados Abrangentes (VJORA) se atender ambas as condições a seguir e não for designado como mensurado ao VJR:

- é mantido dentro de um modelo de negócios cujo objetivo é atingido tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais quanto pela venda de ativos financeiros; e
- seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxos de caixa que são relativos somente ao pagamento de principal e juros sobre o valor principal em aberto.

No reconhecimento inicial de um investimento em um instrumento patrimonial que não seja mantido para negociação, a Companhia pode optar irrevogavelmente por apresentar alterações subsequentes no valor justo do investimento em Outros Resultados Abrangentes (ORA). Essa escolha é feita investimento por investimento.

c) Os ativos financeiros não classificados como mensurados ao custo amortizado ou ao VJORA, conforme descrito acima, são classificados como mensurados ao valor justo por meio de resultado. No reconhecimento inicial, a Companhia pode designar de forma irrevogável um ativo financeiro que de outra forma atenda aos requisitos para ser mensurado ao custo amortizado ou ao VJORA como ao VJR se isso eliminar ou reduzir significativamente um descasamento contábil que de outra forma surgiria.

#### Avaliação do modelo de negócio:

A Companhia realiza uma avaliação do objetivo do modelo de negócios em que um ativo financeiro é mantido em carteira porque isso reflete melhor a maneira pela qual o negócio é gerido e as informações são fornecidas à Administração.

#### Avaliação sobre os fluxos de caixa contratuais:

Para fins de avaliação se os fluxos de caixa contratuais são somente pagamento de principal e de juros, o principal é definido como o valor justo do ativo financeiro no reconhecimento inicial. Os juros são definidos como uma contraprestação pelo valor do dinheiro no tempo e pelo risco de crédito associado ao valor principal em aberto durante um determinado período de tempo e pelos outros riscos e custos básicos de empréstimos.

A Companhia considera os termos contratuais do instrumento para avaliar se os fluxos de caixa contratuais são compostos somente de pagamentos de principal e juros. Isso inclui a avaliação sobre se o ativo financeiro contém termo contratual que poderá mudar o momento ou o valor dos fluxos de caixa contratuais de forma que ele não atenderia essa condição.

- Passivos financeiros

Os passivos financeiros, que incluem os empréstimos e financiamentos, fornecedores e outras contas a pagar, são mensurados inicialmente pelo valor justo e posteriormente pelo custo amortizado utilizando o método de juros efetivos. As despesas de juros, ganhos e perdas cambiais são reconhecidas no resultado.

O método de juros efetivos é utilizado para calcular o custo amortizado de um passivo financeiro e alocar sua despesa de juros pelo respectivo período. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os fluxos de caixa futuros estimados (inclusive honorários e prêmios pagos ou recebidos que constituem parte integrante da taxa de juros efetiva, custos da transação e outros prêmios ou descontos) ao longo da vida estimada do passivo financeiro ou, quando apropriado, por um período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil líquido.

A Companhia baixa passivos financeiros somente quando as obrigações da Companhia são extintas e canceladas ou quando expiram.

#### Contratos de garantia financeira:

Contrato de garantia financeira consiste em contrato que requer que o emitente efetue pagamentos especificados a fim de reembolsar o detentor por perda que incorrer devido ao fato de o devedor especificado não efetuar o pagamento na data prevista, de acordo com as condições iniciais ou alteradas de instrumento de dívida.

Essas estimativas são definidas com base na experiência e no julgamento da administração da Companhia. As taxas recebidas são reconhecidas com base no método linear ao longo da vida da garantia, nota 18.2. Qualquer aumento de obrigações em relação às garantias é apresentado, quando ocorrido, nas despesas operacionais, nota 32.

## NOTA 36 – DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO SEGREGADO POR ATIVIDADE

Em atendimento às instruções e orientações da Aneel, apresentamos a Demonstração do Resultado do Exercício Segregado por atividade e simplificada - até a rubrica de Resultado da Atividade das Unidades de Negócio: Geração (G) e Transmissão (T).

	31/12/2023			31/12/2022		
	Geração	Transmissão	Total	Geração	Transmissão	Total
<b>RECEITA</b>						
Fornecimento de energia elétrica	875.082	-	875.082	863.486	-	863.486
Suprimento de energia elétrica	3.237.170	-	3.237.170	3.106.590	-	3.106.590
Energia Elétrica de Curto Prazo	328.535	-	328.535	110.777	-	110.777
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	-	5.713.301	5.713.301	-	4.772.638	4.772.638
Outras receitas	3.007	57.755	60.762	2.593	78.247	80.840
	4.443.794	5.771.056	10.214.850	4.083.446	4.850.885	8.934.331
<b>Tributos</b>						
ICMS	(154.518)	-	(154.518)	(145.177)	(3.547)	(148.724)
PIS-PASEP	(72.298)	(90.338)	(162.636)	(66.790)	(73.937)	(140.727)
Cofins	(333.032)	(416.097)	(749.129)	(307.622)	(340.561)	(648.183)
ISS	(37)	(859)	(896)	(39)	(929)	(968)
<b>ENCARGOS - PARCELA "A"</b>						
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(35.011)	(48.867)	(83.878)	(32.316)	(40.291)	(72.607)
Reserva Global de Reversão - RGR	(23.376)	(12.962)	(36.338)	(26.952)	(16.212)	(43.164)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE	-	(160.748)	(160.748)	-	(152.582)	(152.582)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH	(210.518)	-	(210.518)	(222.458)	-	(222.458)
Taxa de Fiscalização da Aneel	(40.415)	(18.513)	(58.928)	(20.851)	(15.333)	(36.184)
Outros encargos	-	(80.804)	(80.804)	-	(102.956)	(102.956)
	(869.205)	(829.188)	(1.698.393)	(822.205)	(746.348)	(1.568.553)
<b>RECEITA LÍQUIDA</b>	<b>3.574.589</b>	<b>4.941.868</b>	<b>8.516.457</b>	<b>3.261.241</b>	<b>4.104.537</b>	<b>7.365.778</b>
<b>CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS - PARCELA "A"</b>						
Energia elétrica comprada para revenda	(244.526)	-	(244.526)	(235.667)	-	(235.667)
Encargo de transmissão, conexão e distribuição	(1.077.079)	-	(1.077.079)	(948.925)	-	(948.925)
	(1.321.605)	-	(1.321.605)	(1.184.592)	-	(1.184.592)
<b>RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS</b>	<b>2.252.984</b>	<b>4.941.868</b>	<b>7.194.852</b>	<b>2.076.649</b>	<b>4.104.537</b>	<b>6.181.186</b>
<b>CUSTOS GERENCIÁVEIS - PARCELA "B"</b>						
Pessoal e administradores	(278.053)	(912.520)	(1.190.573)	(394.530)	(1.150.658)	(1.545.188)
Material	(14.372)	(29.107)	(43.479)	(13.625)	(29.829)	(43.454)
Serviços de terceiros	(121.451)	(246.169)	(367.620)	(105.132)	(221.465)	(326.597)
Arrendamento e aluguéis	(4.140)	(5.602)	(9.742)	(3.745)	(5.582)	(9.327)
Seguros	(4.710)	(12.102)	(16.812)	(3.905)	(10.898)	(14.803)
Doações, contribuições e subvenções	(9.321)	(23.557)	(32.878)	(5.057)	(3.215)	(8.272)
Provisões	(284.978)	434.083	149.105	(1.058.013)	(311.887)	(1.369.900)
(-) Recuperação de despesas	5.844	6.325	12.169	3.924	11.018	14.942
Tributos	(2.509)	(12.562)	(15.071)	(2.330)	(16.526)	(18.856)
Depreciação e amortização	(352.731)	(423.236)	(775.967)	(124.178)	(352.835)	(477.013)
Gastos diversos	99.454	(358.730)	(259.276)	(97.702)	(275.192)	(372.894)
	(966.967)	(1.583.177)	(2.550.144)	(1.804.293)	(2.367.069)	(4.171.362)
<b>RESULTADO DA ATIVIDADE</b>	<b>1.286.017</b>	<b>3.358.691</b>	<b>4.644.708</b>	<b>272.356</b>	<b>1.737.468</b>	<b>2.009.824</b>
Equivalência Patrimonial	(130.639)	175.913	45.274	(108.606)	130.880	22.274
<b>Resultado Financeiro</b>						
Receita financeira	120.550	247.388	367.938	105.284	284.823	390.107
Despesa financeira	(1.967.807)	(270.506)	(2.238.313)	(770.311)	(361.045)	(1.131.356)
<b>RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS SOBRE O LUCRO</b>	<b>(691.879)</b>	<b>3.511.486</b>	<b>2.819.607</b>	<b>(501.277)</b>	<b>1.792.126</b>	<b>1.290.849</b>
Imposto de renda e contribuição social	(12.156)	(34.134)	(46.290)	33.772	184.433	218.205
<b>LUCRO DO EXERCÍCIO</b>	<b>(704.035)</b>	<b>3.477.352</b>	<b>2.773.317</b>	<b>(467.505)</b>	<b>1.976.559</b>	<b>1.509.054</b>
Lucro básico por ação (R\$)	(12,59)	62,20	49,61	(8,36)	35,36	26,99
Lucro diluído por ação (R\$)	(12,59)	62,20	49,61	(8,36)	35,36	26,99

### Principais práticas contábeis adotadas na elaboração das demonstrações por Unidades de Negócio:

Por serem vinculados a Holding, não foram considerados os valores referentes às participações em outras companhias com seus reflexos em outras operações, ganho no montante de R\$ 45.274 em 2023 (ganho de R\$ R\$ 22.274, em 2022).

Nas Unidades de Negócio foram consideradas as receitas operacionais faturadas aos consumidores externos, acrescidas dos faturamentos de transferências virtuais entre as Unidades de Negócio da Outorgada, conforme segue:

Receita da Unidade	G	T	ANV	TOTAL
<b>Geração - G</b>	<b>4.440.787</b>	-	-	<b>4.440.787</b>
<b>Transmissão - T</b>	-	<b>5.713.301</b>	-	<b>5.713.301</b>
<b>Atividades não vinculadas - ANV</b>	-	-	<b>60.762</b>	<b>60.762</b>
	<b>4.440.787</b>	<b>5.713.301</b>	<b>60.762</b>	<b>10.214.850</b>

Conciliação das Demonstrações de Resultado:

	Unidades de Negócio	Outorgada	Diferença
Receita	10.214.850	10.214.850	-
Deduções da receita	(1.698.393)	(1.698.393)	-
Receita líquida	8.516.457	8.516.457	-
Gastos	(3.871.749)	(3.871.749)	-
Resultado do serviço	4.644.708	4.644.708	-
Resultado financeiro	(1.870.375)	(1.870.375)	-
Equivalência patrimonial	-	45.274	(45.274)
Lucro antes da tributação e participações	2.774.333	2.819.607	(45.274)
Imposto de renda e contribuição social	(46.290)	(46.290)	-
Lucro do exercício	2.728.043	2.773.317	(45.274)

As receitas e despesas operacionais estão contabilizadas em cada Unidade de Negócio, acrescidas quando aplicável, dos valores apurados com base nas receitas transferidas entre elas.

As deduções, tais como impostos, contribuições e quotas para a Reserva Global de Reversão - RGR, foram calculadas sobre o montante das receitas escrituradas e virtuais, aplicando-se as alíquotas ou taxas efetivamente incorridas na Outorgada.

As receitas financeiras, oriundas de rendimentos de aplicações financeiras, foram classificadas em cada Unidade de Negócio com base na proporcionalidade da receita operacional bruta.

O imposto de renda e a contribuição social foram calculados com base na taxa efetiva dos tributos incidentes nas demonstrações consolidadas e não incidiram sobre os preços de transferências, uma vez que estes não causam efeito no consolidado.

A diferença entre o lucro líquido das Unidades de Negócio e o total da Outorgada, no valor de R\$ 45.274, refere-se ao resultado de equivalência patrimonial.

## NOTA 37 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Dentre as principais operações ocorridas com partes relacionadas durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2023, destacamos os empréstimos e financiamentos concedidos estabelecidos de acordo com a legislação específica sobre o assunto:

### 37.1 – Principais transações ocorridas em 2023

Partes Relacionadas	Data da Operação	Objeto do Contrato	Valor da transação
Chesf e Fachesf	02/02/2023	Cumprimento ao que determina a Cláusula Segunda do Quinto Aditivo ao Contrato nº CF-03.1.336-012, o presente Termo de Atualização de Compromisso Atuarial de Saldamento de Plano Fechado (em regime de extinção), tem por objeto determinar que o valor do compromisso atuarial assumido pela Patrocinadora passa a ser de R\$ 196.256.289,64 (cento e noventa e seis milhões, duzentos e cinquenta e seis mil, duzentos e oitenta e nove reais e sessenta e quatro centavos), com base no Parecer Atuarial relativo à Avaliação Atuarial de 2021, emitido pela PREVUE Consultoria Ltda, atuária oficial da FACHESF, em 25/01/2022.	196.256
Chesf e Fachesf	02/02/2023	O Termo de Atualização de Compromisso Atuarial de Saldamento de Plano Fechado (em regime de extinção), conforme estabelecido na Cláusula Segunda do Décimo Segundo Aditivo ao Contrato 01.1.266-017, tem por objeto determinar que o valor do compromisso atuarial assumido no contrato originário pela PATROCINADORA passa a ser de R\$ 2.318.357.318,37 (dois bilhões, trezentos e dezoito milhões, trezentos e cinquenta e sete mil, trezentos e dezoito reais e trinta e sete centavos), a preços de 31 de dezembro de 2021, relativo à parcela da Reserva de Benefícios Concedidos, não coberta pelo patrimônio, nos termos do item 101 e seus subitens do Regulamento do Plano de Benefício Definido (BD) da FACHESF. O reconhecimento deste compromisso atende aos termos da Cláusula Quinta do contrato originário e teve por base o Parecer Atuarial emitido pela consultoria PREVUE Consultoria Ltda, atuária oficial da FACHESF, datado de 25/01/2022, que integra o presente Aditivo para todos os fins de direito.	2.318.357
Chesf e Fachesf	28/04/2023	O contrato de amortização parcial da parcela não coberta da provisão matemática de benefícios concedidos, referente ao equacionamento do déficit do plano de aposentadoria de Contribuição Definida - CD, CNPB nº 2001.0021- 65, celebrado entre a Fundação Chesf de Assistência e Seguridade Social - Fachesf, administradora do plano, e a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf, Patrocinadora do plano, referente a apuração de um "Déficit Técnico Acumulado Ajustado" superior ao limite estabelecido no artigo 29 da Resolução CNPC nº 30/2018, conforme demonstrado no Parecer Atuarial - posição 31.12.2021 elaborado pelos atuários legalmente responsáveis pelo citado plano de benefícios (Prevue Consultoria).	101.020

### 37.2 - Transações com partes relacionadas

Abaixo se encontram resumidas as transações comerciais e respectivos saldos com partes relacionadas:

Patrimonial	31/12/2023				31/12/2022			
	Controladas em conjunto	Coligadas	Entidades benefício pós-emprego e de saúde	Empresas Eletrobras	Controladas em conjunto	Coligadas	Entidades benefício pós-emprego	Empresas Eletrobras
<b>Ativos</b>								
Clientes	25.016	-	-	19.297	22.089	339	-	85.718
Contas a receber	557	-	-	410.420	1.289	-	-	7.412
Dividendos / JCP a receber	34.278	-	-	-	46.925	7.354	-	-
Participações Societárias	4.869.296	-	-	-	4.810.981	-	-	-
Ativos mantidos para venda	-	-	-	-	-	143.388	-	-
Outros ativos	-	-	146.866	-	-	-	136.316	-
<b>Total Ativo</b>	<b>4.929.147</b>	<b>-</b>	<b>146.866</b>	<b>429.717</b>	<b>4.881.284</b>	<b>151.081</b>	<b>136.316</b>	<b>93.130</b>
<b>Passivos</b>								
Contas a Pagar	25.288	-	3.027.779	839	16	-	2.415.491	882
Fornecedores	3.355	-	-	22.748	22.735	-	-	18.611
Dividendos e JCP a pagar	-	-	-	-	-	-	-	589.016
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	-	-	-	-	-	-	11.766.222
Debêntures	-	-	-	2.174.188	-	-	-	-
Outros passivos	-	-	114.374	-	-	-	115.773	-
<b>Total Passivo</b>	<b>28.643</b>	<b>-</b>	<b>3.142.153</b>	<b>2.197.775</b>	<b>22.751</b>	<b>-</b>	<b>2.531.264</b>	<b>12.374.731</b>

Resultado	31/12/2023				31/12/2022			
	Controladas em conjunto	Coligadas	Entidades benefício pós-emprego e de saúde	Empresas Eletrobras	Controladas em conjunto	Coligadas	Entidades benefício pós-emprego	Empresas Eletrobras
Receitas de prestação de serviços	7.270	-	-	-	7.238	-	-	-
Receita financeira	275	-	487	-	340	-	268	39
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	-	-	(20.492)	385.399	371.658	-	(156.145)	1.705
Energia comprada para revenda	(259.507)	-	-	-	(245.238)	-	-	-
Receita Operac. Disp. Rede Básica	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargo de Uso da Rede	(30.592)	-	-	(249.377)	(29.071)	-	-	(209.820)
Contribuições patrocinadora	-	-	(44.525)	-	-	-	(50.325)	-
Despesa financeira	-	-	-	(152.381)	-	-	-	(95.904)
Equivalência patrimonial	45.275	-	-	-	71.314	30.241	-	-
<b>Total</b>	<b>(237.279)</b>	<b>-</b>	<b>(64.530)</b>	<b>(16.359)</b>	<b>176.241</b>	<b>30.241</b>	<b>(206.202)</b>	<b>(303.980)</b>

#### 37.2.1 - Abaixo se encontram as principais transações significativas acerca do uso de rede de transmissão, compra de energia ou prestação de serviços:

- Ressarcimento dos contratos da auditoria e atuarial;
- Ressarcimento de despesas de empregados cedidos;
- Remuneração pelo capital investido;
- Contratos celebrados para disponibilização do sistema de transmissão;
- Contratos celebrados para uso da rede de transmissão;
- Contratos de compra de energia;
- Empregados cedidos;
- Contratos celebrados de arrendamentos;
- Compromissos atuariais referentes a previdência complementar;
- Intermediação de prestação de serviços de saúde, seguro de vida e outros benefícios aos empregados da Companhia;
- Montante investido na participação societária, avaliado pelo método de equivalência patrimonial;
- Contratos de prestação de serviços de operação e manutenção de linha de transmissão.

### 37.3 - Remuneração de pessoal-chave

A remuneração do pessoal chave da Companhia (membros da Diretoria Executiva, Conselho de Administração e Conselho Fiscal) é como segue:

	31/12/2023	31/12/2022
Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros	2.724	4.595
Encargos Sociais	325	973
Benefícios	4.246	233
<b>Total</b>	<b>7.295</b>	<b>5.801</b>

## Prática contábil

A Companhia elimina nas demonstrações contábeis consolidadas, as transações e os saldos intercompanhias existentes com partes relacionadas, exceto em relação àqueles entre a Companhia e suas controladas mensuradas ao valor justo por meio do resultado.

De acordo com sua política, a Companhia pode realizar transações com partes relacionadas para aproveitar sinergias e alcançar eficiência operacional, melhorando assim, seu resultado conjuntamente considerado. Sendo realizadas a preços e condições definidos entre as partes, que levam em consideração as condições que poderiam ser praticadas no mercado com partes não relacionadas, garantindo que não haja negócios que beneficiem exclusivamente uma das partes.

Os processos negocial e decisório devem ser efetivos, independentes e dotados de comutatividade ou de pagamento compensatório adequado. Assim, evita-se o favorecimento indevido da parte relacionada em detrimento do interesse da sociedade.

## NOTA 38 – ATIVOS MANTIDOS PARA VENDA

O quadro abaixo demonstra os investimentos classificados como mantidos para venda em 31 de dezembro de 2023:

	31/12/2023	31/12/2022
<b>Geração</b>		
Energética Águas da Pedra S.A.	-	143.388
<b>Outros</b>		
Participações minoritárias	-	234
<b>Total do Ativo</b>	<b>-</b>	<b>143.622</b>

Em 2023, após atendidas as “Condições Precedentes” previstas no Contrato Compra e Venda de Ações e Outras Avenças (“CCVA”), celebrado entre a Companhia e a Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (“Eletrobras Eletronorte”), foi concluída a transferência para a Eletrobras Eletronorte da participação equivalente a 24,5% do capital social total e votante da Energética Águas da Pedra S.A. – EAPSA (UHE Dardanelos) detida pela Eletrobras Chesf, acrescida de 22.675 ações da Afluyente Transmissão de Energia Elétrica S.A. (“Neoenergia Afluyente T”), 95.981 ações da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia Coelba (“Neoenergia Coelba”) e 58.460 ações da Companhia Energética do Rio Grande do Norte Cosern (“Neoenergia Cosern”) também detidas pela Eletrobras Chesf, mediante o registro de ganho da ordem de R\$ 245.831.

## Prática contábil

Os ativos não circulantes e os grupos de ativos são classificados como mantidos para venda se o seu valor contábil será recuperado, principalmente, por meio de transação de venda e não pelo uso contínuo. Essa condição é atendida somente quando o ativo (ou grupo de ativos) estiver disponível para venda imediata em sua condição atual, sujeito apenas a termos usuais para venda desse ativo (ou grupo de ativos), e sua venda for considerada altamente provável. A Administração deve estar comprometida com a venda, a qual se espera que possa ser concluída dentro de um ano a partir da data de classificação.

Os ativos não circulantes (ou o grupo de ativos) classificados como destinados à venda são mensurados pelo menor valor entre o contábil anteriormente registrado e o valor esperado de alienação.

## NOTA 39 – TRANSAÇÕES NÃO CAIXA

Transações não envolvendo caixa	
Conversão de AFAC em debêntures	2.150.000

## NOTA 40 – CONCILIAÇÃO DO BALANÇO PATRIMONIAL REGULATÓRIO E SOCIETÁRIO

Para fins estatutários, a Outorgada seguiu a regulamentação societária para a contabilização e elaboração das Demonstrações Contábeis Societárias, sendo que para fins regulatórios, a Outorgada seguiu a regulamentação regulatória, determinada pela Aneel apresentada no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE. Dessa forma, uma vez que há diferenças entre as práticas societárias e regulatórias, faz-se necessária a apresentação da reconciliação das informações apresentadas seguindo as práticas regulatórias com as informações apresentadas seguindo as práticas societárias.

	Nota	2023			2022		
		Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
<b>Ativos</b>							
<b>Ativo circulante</b>							
Caixa e equivalência de caixa	6	1.027.866	-	1.027.866	874.173	-	874.173
Títulos e valores mobiliários	7	252.052	-	252.052	386.643	-	386.643
Consumidores, concessionárias e permissionárias	8	1.263.702	(192.381)	1.071.321	1.061.548	(192.380)	869.168
Remuneração de participações societárias	9	34.278	-	34.278	54.279	-	54.279
Tributos a recuperar	11	129.178	-	129.178	81.575	-	81.575
Imposto de renda e contribuição social	10	511.033	3.940	514.973	630.323	3.940	634.263
Cauções e depósitos vinculados	12	52.069	-	52.069	28.782	-	28.782
Almoxarifado		131.882	(4.545)	127.337	126.087	(4.544)	121.543
Serviços em curso		351.094	-	351.094	495.319	-	495.319
Ativo contratual transmissão		-	3.347.310	3.347.310	-	2.835.271	2.835.271
Outros ativos circulantes		728.886	(29.629)	699.257	321.197	(29.630)	291.567
		4.482.040	3.124.695	7.606.735	4.059.926	2.612.657	6.672.583
Ativos não circulantes mantidos para venda	38	-	-	-	143.622	-	143.622
		4.482.040	3.124.695	7.606.735	4.203.548	2.612.657	6.816.205
<b>Ativo não circulante</b>							
Títulos e valores mobiliários	7	692.091	-	692.091	403.589	-	403.589
Tributos a recuperar	11	224.828	-	224.828	214.093	-	214.093
Imposto de renda e contribuição social diferido	10	1.028.203	(1.028.203)	-	989.039	(989.039)	-
Ativo contratual transmissão		-	15.110.254	15.110.254	-	16.025.528	16.025.528
Cauções e depósitos vinculados	12	622.684	-	622.684	541.800	-	541.800
Outros ativos não circulantes		24.313	-	24.313	60.641	-	60.641
Investimento	13	4.785.221	852.050	5.637.271	4.828.092	822.444	5.650.536
Imobilizado	14	14.882.658	(11.436.778)	3.445.880	13.643.881	(10.832.225)	2.811.656
Intangível	15	29.533.664	(921.530)	28.612.134	29.611.755	(840.970)	28.770.785
		51.793.662	2.575.793	54.369.455	50.292.890	4.185.738	54.478.628
<b>Total do ativo</b>		<b>56.275.702</b>	<b>5.700.488</b>	<b>61.976.190</b>	<b>54.496.438</b>	<b>6.798.395</b>	<b>61.294.833</b>
<b>Passivo</b>							
<b>Passivo circulante</b>							
Empréstimos, financiamentos e debêntures	18	177.582	-	177.582	207.407	-	207.407
Fornecedores	17	647.137	(67.888)	579.249	622.384	(67.887)	554.497
Tributos a recolher	11	145.822	-	145.822	285.739	-	285.739
Remuneração aos acionistas	20	373.789	-	373.789	592.047	-	592.047
Obrigações estimadas	26	428.191	-	428.191	557.716	-	557.716
Benefício pós-emprego	23	270.871	-	270.871	187.658	-	187.658
Encargos setoriais	19	179.782	-	179.782	353.427	-	353.427
Obrigações decorrentes da Lei 14.182/2021	25	886.940	-	886.940	597.699	-	597.699
Outros passivos circulantes		48.414	44	48.458	41.374	39	41.413
		3.158.528	(67.844)	3.090.684	3.445.451	(67.848)	3.377.603
<b>Passivo não circulante</b>							
Empréstimos, financiamentos e debêntures	18	2.870.373	-	2.870.373	827.706	-	827.706
Provisões para litígios	24	3.415.279	-	3.415.279	4.208.697	-	4.208.697
Tributos diferidos	10	-	695.457	695.457	-	588.229	588.229
Benefício pós-emprego	23	3.642.214	-	3.642.214	3.579.524	-	3.579.524
Obrigações decorrentes da Lei 14.182/2021	25	15.514.791	-	15.514.791	14.604.759	-	14.604.759
Contratos onerosos	22	484.445	-	484.445	90.499	-	90.499
Adiantamento para futuro aumento de capital	21	-	-	-	11.766.222	-	11.766.222
Encargos setoriais	19	228.611	-	228.611	219.571	-	219.571
Obrigações vinculadas à concessão	28	466.931	(374.427)	92.504	197.003	(102.811)	94.192
Outros passivos não circulantes		66.734	311.373	378.107	66.295	414.550	480.845
		26.689.378	632.403	27.321.781	35.560.276	899.968	36.460.244
<b>Total do passivo</b>		<b>29.847.906</b>	<b>564.559</b>	<b>30.412.465</b>	<b>39.005.727</b>	<b>832.120</b>	<b>39.837.847</b>
<b>Patrimônio líquido</b>							
Capital social	29	19.370.176	-	19.370.176	9.753.953	-	9.753.953
Reservas de capital		4.916.199	-	4.916.199	4.916.199	-	4.916.199
Outros resultados abrangentes		(880.553)	(3.034.775)	(3.915.328)	(569.824)	(3.227.967)	(3.797.791)
Reservas de lucros		3.021.974	8.170.704	11.192.678	1.763.644	8.125.173	9.888.817
Dividendos adicionais propostos		-	-	-	695.808	(695.808)	-
Prejuízos Acumulados		-	-	-	(1.069.069)	1.764.877	695.808
<b>Total do patrimônio líquido</b>		<b>26.427.796</b>	<b>5.135.929</b>	<b>31.563.725</b>	<b>15.490.711</b>	<b>5.966.275</b>	<b>21.456.986</b>
<b>Total do passivo e do patrimônio líquido</b>		<b>56.275.702</b>	<b>5.700.488</b>	<b>61.976.190</b>	<b>54.496.438</b>	<b>6.798.395</b>	<b>61.294.833</b>

	2023				2022		
	Nota	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
<b>Operações em continuidade</b>							
Receita	31						
Fornecimento de energia elétrica		875.082	-	875.082	863.486	-	863.486
Suprimento de energia elétrica		3.237.170	-	3.237.170	3.106.590	-	3.106.590
Energia Elétrica de Curto Prazo		328.535	-	328.535	110.777	-	110.777
Disponibilidade do sistema de transmissão e distribuição		5.713.301	(3.313.875)	2.399.426	4.772.638	(2.504.387)	2.268.251
Receita de construção - Geração/Transmissão		-	709.311	709.311	-	605.344	605.344
Receita contratual		-	2.201.144	2.201.144	-	2.403.532	2.403.532
Outras receitas vinculadas		60.762	-	60.762	80.840	-	80.840
<b>Tributos</b>							
ICMS		(154.518)	-	(154.518)	(148.724)	-	(148.724)
PIS-PASEP		(162.636)	-	(162.636)	(140.727)	-	(140.727)
Cofins		(749.129)	-	(749.129)	(648.183)	-	(648.183)
ISS		(896)	-	(896)	(968)	-	(968)
<b>Encargos - Parcela "A"</b>							
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(83.878)	-	(83.878)	(72.607)	-	(72.607)
Reserva Global de Reversão - RGR		(36.338)	-	(36.338)	(43.164)	-	(43.164)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE		(160.748)	-	(160.748)	(152.582)	-	(152.582)
CFURH		(210.518)	-	(210.518)	(222.458)	-	(222.458)
Taxa de Fiscalização da Aneel		(58.928)	-	(58.928)	(36.184)	-	(36.184)
Outros Encargos		(80.804)	-	(80.804)	(102.956)	-	(102.956)
Receita líquida		8.516.457	(403.420)	8.113.037	7.365.778	504.489	7.870.267
<b>Custos não gerenciáveis - Parcela "A"</b>							
Energia elétrica comprada para revenda		(244.526)	-	(244.526)	(235.667)	-	(235.667)
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição		(1.077.079)	-	(1.077.079)	(948.925)	-	(948.925)
Custo de Construção		-	(1.044.917)	(1.044.917)	-	(918.099)	(918.099)
Custo de Melhoria		-	-	-	-	(50.320)	(50.320)
Resultado antes dos custos gerenciáveis		7.194.852	(1.448.337)	5.746.515	6.181.186	(463.930)	5.717.256
<b>Custos gerenciáveis - Parcela "B"</b>							
Pessoal e administradores	33	(1.190.573)	87.518	(1.103.055)	(1.545.188)	71.222	(1.473.966)
Material		(43.479)	-	(43.479)	(43.454)	-	(43.454)
Serviços de terceiros		(367.620)	-	(367.620)	(326.597)	-	(326.597)
Arrendamento e aluguéis		(9.742)	247	(9.495)	(9.327)	248	(9.079)
Seguros		(16.812)	-	(16.812)	(14.803)	-	(14.803)
Doações, contribuições e subvenções		(32.878)	-	(32.878)	(8.272)	-	(8.272)
Provisões		149.105	(358.761)	(209.656)	(1.369.900)	178.013	(1.191.887)
Recuperação de despesas		12.169	-	12.169	14.942	-	14.942
Tributos		(15.071)	-	(15.071)	(18.856)	-	(18.856)
Depreciação e amortização		(775.967)	374.084	(401.883)	(477.013)	310.974	(166.039)
Gastos diversos da atividade vinculada		(259.276)	302.226	42.950	(372.894)	(332.314)	(705.208)
Remensurações Regulatórias - Contratos de Transmissão		-	184	184	-	228.155	228.155
Resultado da Atividade		4.644.708	(1.042.839)	3.601.869	2.009.824	(7.632)	2.002.192
Equivalência patrimonial		45.274	29.607	74.881	22.274	144.959	167.233
<b>Resultado Financeiro</b>							
Receitas financeiras		367.938	-	367.938	390.107	(3.891)	386.216
Despesas financeiras		(2.238.313)	136.086	(2.102.227)	(1.131.356)	261.859	(869.497)
Resultado antes dos impostos		2.819.607	(877.146)	1.942.461	1.290.849	395.295	1.686.144
Imposto de renda e contribuição social		(46.290)	(146.392)	(192.682)	218.205	(196.922)	21.283
Resultado líquido das operações em continuidade		2.773.317	(1.023.538)	1.749.779	1.509.054	198.373	1.707.427
Resultado líquido do exercício		2.773.317	(1.023.538)	1.749.779	1.509.054	198.373	1.707.427
Lucro por ação	30	49,61		31,30	58,43		30,54

A seguir são detalhadas a natureza e explicações dos ajustes apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória:

#### 40.1 - Consumidores

Os ajustes são decorrentes de ativos e passivos regulatórios que não atendem a definição de ativo e passivo, segundo a Estrutura Conceitual Básica (Framework), sendo reconhecidos diretamente na demonstração de resultado de acordo com o período de competência.

#### 40.2 - Ativos da concessão de serviço público

Os ajustes são decorrentes de contabilização, na contabilidade societária, de obrigação de performance, de receber caixa (indenização) e atualizações dos saldos. Estes lançamentos na contabilidade societária foram realizados em atendimento ao disposto no CPC 47 – Receita de Contrato, mas que para fins de contabilidade regulatória tais práticas não são adotadas e desta forma, apresenta-se ajustes nesta conciliação de saldos contábeis societários e regulatórios no montante de R\$ 18.457.564.

#### 40.3. Imobilizado

Os ajustes são decorrentes da aplicação do CPC 47 – Receita de Contrato, que determina a contabilização dos ativos da geração, que tiveram seus contratos prorrogados, e dos ativos da transmissão, como Ativo da concessão de serviço público.

#### 40.4 – Fornecedores

Os ajustes são decorrentes de passivos regulatórios que não atendem a definição de passivo, segundo a Estrutura Conceitual Básica (Framework), que estão sendo reconhecidos diretamente na demonstração de resultado de acordo com o período de competência.

#### 40.5. Efeitos de contabilização de contratos de concessão (CPC 47)

##### 40.5.1 - Receita e custo de construção

Os ajustes, no montante de R\$ 709.311, são decorrentes do andamento das obras do sistema de transmissão, e dos investimentos nas usinas prorrogadas, ambos abrangidos pelo CPC 47 – Receita de Contrato.

##### 40.5.2 – Receita contratual (resultado)

Os ajustes, no montante de R\$ 2.201.144, são decorrentes de atualização do ativo financeiro da transmissão.

##### 40.5.3 – Remensurações regulatórias – Contratos de transmissão

Os ajustes, no montante de R\$ 184, são decorrentes dos efeitos do resultado definitivo da revisão tarifária do contrato 61/2001, e reperfilamento da RBSE.

##### 40.5.4 – Equivalência patrimonial (resultado)

Os ajustes são decorrentes dos efeitos de apuração da equivalência patrimonial das investidas que elaboram demonstrações contábeis regulatórias.

##### 40.5.5 - Imposto de renda e contribuição social diferidos (resultado)

Os ajustes são decorrentes dos efeitos de diferenças temporárias de valores provenientes do CPC 33 e do CPC 47.

##### 40.5.6 – Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	31/12/2023	31/12/2022
Saldos conforme contabilidade societária	31.563.725	21.456.986
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória	(5.135.929)	(5.966.275)
Remuneração do ativo da concessão de transmissão (IFRS 15)	(23.834.256)	(21.633.112)
Receita de O&M e Receita/Custo de construção (IFRS 15)	20.581.047	16.931.566
Remensurações regulatórias - Contratos de transmissão	(3.647.389)	(3.647.205)
Ajustes CPCs	180.484	751.491
Tributos sobre as diferenças de práticas contábeis	1.922.987	1.776.595
Reavaliação de Ativos - RBSE	3.034.772	3.227.966
Ajuste de Exercícios anteriores (*)	(3.204.134)	(3.204.136)
Outros	(169.440)	(169.440)
<b>Saldo conforme contabilidade regulatória</b>	<b>26.427.796</b>	<b>15.490.711</b>

(\*) Efeitos do ativo financeiro, equivalência e tributos.

##### 40.5.7 – Conciliação do lucro líquido societário e regulatório

	31/12/2023	31/12/2022
Lucro/Prejuízo conforme contabilidade societária	1.749.779	1.707.427
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória	1.023.538	(198.373)
Remuneração do ativo da concessão de transmissão (IFRS 15)	(2.201.144)	(2.403.532)
Remensurações regulatórias - contratos de transmissão	(184)	(228.155)
Receita de O&M e Receita/Custo de construção (IFRS 15)	3.649.481	2.867.462
Outros (ajustes CPCs)	(571.007)	(631.070)
Tributos sobre as diferenças de práticas contábeis	146.392	196.922
<b>Lucro/Prejuízo conforme contabilidade regulatória</b>	<b>2.773.317</b>	<b>1.509.054</b>

## COMPOSIÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO E DA DIRETORIA EXECUTIVA

---

### CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

---

**Antônio Varejão de Godoy**  
Presidente

**Ítalo Tadeu de Carvalho Freitas Filho**  
Conselheiro

**Lourinaldo Ferreira de Santana**  
Conselheiro

---

### DIRETORIA EXECUTIVA

---

**João Henrique de Araújo Franklin Neto**  
Diretor-Presidente

**Jenner Guimarães do Rêgo**  
Diretor Administrativo-Financeiro

**Tony Ulysses Rodrigues de Matos Firmino**  
Diretor de Operação e Manutenção

---

### GERÊNCIA DE CONTABILIDADE

---

**José Henrique Mendes de Oliveira**  
Gerente  
CRC-PE-017904/O-4 – Contador

---

***Companhia  
Hidro Elétrica do  
São Francisco - Chesf***  
***Demonstrações contábeis regulatórias em  
31 de dezembro de 2023  
e relatório do auditor independente***



## ***Relatório do auditor independente sobre as demonstrações contábeis regulatórias***

Aos Administradores e Acionistas  
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf

### **Opinião**

---

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2023 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, incluindo as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas. As demonstrações contábeis foram elaboradas pela administração com base no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico ("MCSE"), aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") através da Resolução Normativa nº 933, de 18 de maio de 2021.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis regulatórias acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia em 31 de dezembro de 2023, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico ("MCSE"), aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") através da Resolução Normativa nº 933, de 18 de maio de 2021.

### **Base para opinião**

---

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias". Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas conforme essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

### **Ênfase**

---

#### **Base de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias**

Chamamos a atenção para a Nota 4 às demonstrações contábeis regulatórias, que descrevem a base da elaboração dessas demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas para auxiliar Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf a cumprir os requisitos da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"). Consequentemente, essas demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outro fim. Nossa opinião não está ressalvada em relação a este assunto.



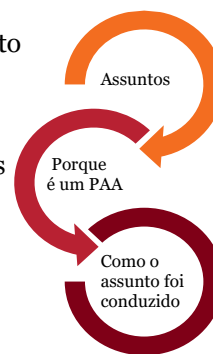
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf

## Situação operacional das empresas controladas em conjunto

Conforme mencionado na Nota 13.4 às demonstrações contábeis regulatórias, as controladas em conjunto Norte Energia S.A. e Vamcruz I Participações S.A., apresentam excesso de passivos sobre ativos circulantes em 31 de dezembro de 2023. As circunstâncias da controlada em conjunto demonstra a necessidade de manutenção do suporte financeiro por parte de terceiros, da Companhia e/ou demais acionistas. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto.

## Principais Assuntos de Auditoria

Principais Assuntos de Auditoria (PAA) são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações contábeis regulatórias como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações contábeis regulatórias e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.



### Porque é um PAA

#### Avaliação do valor recuperável do ativo imobilizado (Nota 14) e dos investimentos em coligadas e controladas em conjunto (Nota 13)

O ativo imobilizado é composto, principalmente, pelos custos de construção de usinas de geração hidroelétrica e termoeétrica, para os quais uma provisão para redução ao valor recuperável pode ser necessária sempre que eventos ou mudanças em circunstâncias indicarem que seu valor contábil pode não ser recuperável.

A avaliação de recuperabilidade é realizada com base em projeções de fluxos de caixa futuros esperados de cada unidade geradora de caixa - UGC à qual os saldos se relacionam.

Adicionalmente, a Companhia possui saldos relevantes em investimentos contabilizados pelo método de equivalência patrimonial. Quando são identificadas evidências objetivas de perda nesses investimentos, a Companhia realiza a avaliação de

### Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, o entendimento e a avaliação do ambiente de controles internos dos processos de mensuração do valor recuperável dos investimentos e do ativo imobilizado da Companhia.

Avaliamos as principais premissas operacionais e financeiras utilizadas pela diretoria, tais como perspectivas de crescimento da economia brasileira, receitas e despesas projetadas por UGC e dos investimentos em controladas em conjunto bem como a coerência lógica e aritmética das projeções e envolvemos nossos especialistas em projeções financeiras para revisão da taxa de desconto e do modelo de fluxo de caixa descontado.

Adicionalmente, comparamos as projeções anteriores com os resultados auferidos, bem como



Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf

---

### **Porque é um PAA**

valor recuperável com base nas projeções de fluxo de caixa descontado (valor em uso) ou seu valor justo líquido de despesa de venda, dos dois o maior.

As projeções de fluxo de caixa foram preparadas com base na melhor estimativa da diretoria da Companhia sobre as tendências futuras do setor elétrico e são baseadas tanto em fontes externas de informações como em dados históricos e consideram premissas relacionadas aos resultados das atividades de cada UGC ou controladas em conjunto, bem como outras premissas que subsidiam essas projeções como perspectivas de crescimento da economia brasileira, taxa de desconto, receitas e despesas projetadas.

A utilização de diferentes premissas poderia modificar significativamente os valores recuperáveis apurados pela Companhia para o ativo imobilizado e os investimentos. Além dos fatores citados acima, e considerando as deficiências de controles identificadas, foi necessário executar testes adicionais a fim de avaliar a integridade e a precisão das informações geradas internamente. Por essa razão, consideramos esse tema como foco em nossa auditoria.

### **Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria**

verificamos os registros contábeis relacionados com a constituição e/ou reversão de perdas do valor recuperável dos ativos.

Efetuamos leitura das divulgações em notas explicativas.

Nossos procedimentos de auditoria demonstraram que os julgamentos e as premissas utilizadas pela diretoria na mensuração do valor recuperável dos ativos imobilizados e investimentos em controladas em conjunto são consistentes com dados e informações obtidos.

---

### **Provisões para litígios e passivos contingentes (Nota 24)**

A Companhia é parte passiva em processos judiciais de natureza cível, trabalhista e tributária, originados no curso normal dos negócios.

A determinação das probabilidades de perda e, conseqüentemente, do valor das provisões e das demais divulgações requeridas, exigem julgamento significativo da Companhia, sendo reavaliados periodicamente conforme o andamento dos processos nas diversas instâncias judiciais e da jurisprudência aplicável.

Devido à complexidade e incertezas relacionadas aos aspectos legais e constitucionais envolvidos em temas cíveis, trabalhistas e tributários e a seus possíveis impactos nas demonstrações financeiras,

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, o entendimento e avaliação do ambiente de controles internos relacionados à identificação, avaliação, mensuração e divulgação das provisões e das discussões em andamento.

Obtivemos confirmações de assessores jurídicos, internos e externos, que patrocinam as causas da Companhia, para obtenção dos dados relacionados à avaliação do prognóstico, completude das informações e adequação do valor da provisão constituída ou do valor divulgado.

Avaliamos, ainda, a governança em torno desse processo e a experiência dos assessores jurídicos internos e externos envolvidos nas ações.



Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf

---

### **Porque é um PAA**

demonstrações contábeis regulatórias, bem como aos testes adicionais necessários em decorrência das deficiências de controles internos identificadas, consideramos essa como uma área de foco na nossa auditoria.

### **Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria**

Para determinadas causas, com o apoio dos nossos especialistas, obtivemos opiniões legais de consultores jurídicos internos e externos, com o objetivo de avaliar a razoabilidade dos prognósticos determinados pelos advogados patronais das respectivas causas, bem como a argumentação e a existência de jurisprudências.

Por fim, efetuamos leitura das divulgações apresentadas em nota explicativa.

Nossos procedimentos de auditoria demonstraram que os julgamentos e as premissas utilizadas pela diretoria para a determinação das provisões são consistentes com as divulgações efetuadas e os dados e informações obtidos.

---

### **Outros assuntos**

#### **Apresentação das demonstrações financeiras societárias**

A Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf preparou um conjunto de demonstrações financeiras societárias separadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2023, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB) (atualmente denominadas pela Fundação IFRS como "normas contábeis IFRS"), sobre qual emitimos nosso correspondente relatório de auditoria independente, sem ressalvas, com data de 14 de março de 2024.

#### **Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis regulatórias e o relatório do auditor**

A diretoria da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis regulatórias não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis regulatórias, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações contábeis regulatórias ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.



Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf

### **Responsabilidades da diretoria e da governança pelas demonstrações contábeis regulatórias**

---

A diretoria da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis regulatórias de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico ("MCSE"), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis regulatórias livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis regulatórias, a diretoria é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações contábeis regulatórias, a não ser que a diretoria pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias.

### **Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias**

---

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis regulatórias, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações contábeis regulatórias.

Como parte de uma auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis regulatórias, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela diretoria.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela diretoria, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis regulatórias



## Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - Chesf

ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.

- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis regulatórias, inclusive as divulgações e se essas demonstrações contábeis regulatórias representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das coligadas e controladas em conjunto, para expressar uma opinião sobre as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria considerando essas investidas e, conseqüentemente, pela opinião de auditoria da Companhia.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance e da época dos trabalhos de auditoria planejados e das constatações significativas de auditoria, inclusive as deficiências significativas nos controles internos que, eventualmente, tenham sido identificadas durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as ações tomadas para eliminar ameaças à nossa independência ou salvaguardas aplicadas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações contábeis regulatórias do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os Principais Assuntos de Auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as conseqüências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Recife, 26 de abril de 2024

*PricewaterhouseCoopers*  
PricewaterhouseCoopers  
Auditores Independentes Ltda.  
CRC 2SP000160/F-6

DocuSigned by:  
Signed By: HELENA DE PETRIBU FRAGA ROCHA.00912169400  
CPF: 088178960  
Signing Time: 26 April 2024 | 10:25 BRT  
© ICP-Brasil. OU: Secretaria da Receita Federal do Brasil - RFB  
C-SEI  
Issuer: AC SERASA RFB V2

ICP-Brasil  
HELENA DE PETRIBU FRAGA ROCHA  
Contadora CRC 1PE020549/O-6