NEOENERGIA

NEOENERGIA S.A.

CNPJ nº 01.083.200/0001-18 | CVM nº 01553-9 | Companhia Aberta

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO | 2022

DESTAQUES (R$ MM) 4T22	4T22	4T21	Δ %	2022	2021	Δ %
Receita Operacional Líquida	10.921	11.388	(4%)	40.822	41.120	(1%)
Margem Bruta	4.257	4.011	6%	16.201	14.146	15%
Despesas Operacionais	(1.118)	(1.013)	10%	(3.932)	(3.526)	12%
EBITDA	2.835	2.411	18%	11.582	9.856	18%
Resultado Financeiro	(947)	(909)	4%	(3.800)	(2.283)	66%
Lucro Atribuído aos Controladores	936	635	47%	4.718	3.925	20%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	429	424	1%	1.339	1.579	(15%)
IFRS 15	122	335	(64%)	760	1.209	(37%)
GSF	-	-	-	-	222	(100%)
Troca de ativos/Aj. Belo Monte	(201)	(482)	(58%)	(201)	(482)	(58%)
EBITDA CAIXA	2.485	2.134	16%	9.684	7.328	32%
INDICADORES OPERACIONAIS						
Energia Distribuída (GWh) (1)	16.967	17.207	(1,4%)	66.777	67.322	(0,8%)
Energia Injetada (GWh) (1)	19.350	19.710	(1,8%)	76.107	77.042	(1,2%)
Número de Clientes (mil) (1)	16.037	15.742	2%			

Indicadores Financeiros de Dívida	2022	2021	Variação
Dívida Líquida(2)/EBITDA(3)	3,15	3,12	0,03
Rating Corporativo (S&P)	AAA	AAA	-

(1) Meramente para efeito comparativo, Neoenergia Brasília considera os dados de 01/01/21 a 01/03/21, período anterior à sua incorporação
(2) Dívida líquida de disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários
(3) EBITDA 12 meses

EBITDA Ajustado cresce 32% atingindo R$ 9,7 bilhões em 2022, com incremento de 16% no trimestre.

- Lucro de R$ 936 milhões no 4T22 (+47% vs. 4T21) e de R$ 4,7 bilhões em 2022 (+20% vs. 2021);
- Capex de R$ 9,9 bilhões em 2022 (+6% vs. 2021), principalmente, pela expansão e melhoria de redes nas Distribuidoras e novos projetos eólicos, solar e de transmissão;
- Dívida Líquida/EBITDA de 3,15x no 4T22 (3,12x no 4T21);
- Perdas seguem a trajetória de queda. Neoenergia Brasília se enquadrou no limite regulatório com 2 anos de antecedência frente ao plano de negócios. Neoenergia Elektro e Cosern seguem enquadradas, enquanto Neoenergia Coelba e Pernambuco seguem em busca dos patamares regulatórios;
- Enquadramento da Neoenergia Brasília nos indicadores de qualidade DEC e FEC em 2022, 1 ano à frente do plano de negócios;
- Sucesso na conclusão do processo da OPA da Neoenergia Pernambuco, com a realização da AGE, atingindo 100% de participação acionária da Neoenergia, e Conversão de Registro para Categoria B;
- Reajuste tarifário Neoenergia Brasília com efeito médio para o consumidor, incluindo redução do ICMS, de 11,17% aplicado a partir de 3 de novembro de 2022;
- Celebração de Permuta de Ativos com Eletrobras, que resultará na consolidação de 100% da hidrelétrica de Dardanelos e aumento de participação em Neoenergia Coelba, Neoenergia Cosern e Afluente T, e no desinvestimento nas hidrelétricas de Teles Pires e Baguari.

MENSAGEM DO PRESIDENTE

Com a resiliência do nosso modelo de negócios diversificado e integrado, e suportado por uma estratégia de crescimento sustentável, encerramos o ano de 2022 com um EBITDA de R$ 11,6 bilhões, 18% acima de 2021, e alcançamos um lucro líquido de R$ 4,7 bilhões, crescimento de 20% em relação ao ano anterior. Mantivemos nossa disciplina de custos, melhorando em cerca de 100 bps o indicador de eficiência de gastos (Opex / Margem Bruta), refletindo a expansão do nosso portfólio de negócios com ganho de rentabilidade.

Além de sólidos resultados, avançamos em duas importantes etapas de nosso plano de otimização de portfólio ainda em 2022: anunciamos a permuta de ativos com a Eletrobras, onde assumiremos 100% do controle da usina hidrelétrica de Dardanelos além das participações residuais da Eletrobras em ativos de nosso controle, em troca das nossas participações nas usinas Baguari e Teles Pires; e realizamos ainda a Oferta Pública de Ações da Neoenergia Pernambuco com a qual passamos a deter 100% das ações da distribuidora.

Ancorados em uma estratégia clara de expansão sustentável, em 2022 investimos mais de R$ 9,9 bilhões em nossas redes de distribuição e transmissão e em energia limpa e acessível, além do desenvolvimento de soluções energéticas inteligentes.

Em distribuição, investimos R$ 5,4 bilhões na expansão, confiabilidade e inteligência de nossas redes, com foco na experiência e aumento da satisfação de nossos 16 milhões de clientes. Dentro do projeto Conexão Digital, entregamos a plataforma de Gestão do Relacionamento (CRM), importante alavanca para a implementação dos novos produtos e serviços, além da completa integração dos canais de atendimento.

Na Neoenergia Brasília, concessionária adquirida em março de 2021, alcançamos EBITDA recorde de R$ 350 milhões e seguimos a trajetória de melhoria nos índices operacionais: desde a aquisição, melhoramos 25% no DEC, 19% no FEC e enquadramos as perdas regulatórias. Avançamos também no plano plurianual de investimentos para a distribuidora, com foco na padronização, melhoria da qualidade do serviço e atendimento dos clientes do Distrito Federal.

No segmento de transmissão investimos R$ 2,6 bilhões, energizamos as linhas de Jalapão (728 km) e Rio Formoso (210 km), ambas com antecipação em relação ao previsto no edital, além da entrega de trechos de outros lotes em construção, totalizando uma Receita Anual Permitida (RAP) adicional de R$ 200 milhões. Seguimos investindo no crescimento com alta rentabilidade, arrematando os Lotes 2 e 11 do Leilão de Transmissão de junho de 2022.

Investimos também na ampliação de nosso parque renovável, antecipando a entrega do Complexo Eólico de Oitis (567 MW), entre os estados do Piauí e da Bahia, que encerrou o ano com 70% da capacidade em operação (comercial + testes). Também demos início à operação de nosso primeiro parque solar, Luzia (149 MWp), na Paraíba, que se destaca pelo pioneirismo no processo de associação com o Parque Eólico Chafariz, na Paraíba, otimizando os custos de transmissão.

Para além do desenvolvimento de nossa carteira de projetos renováveis, seguimos trabalhando em parcerias estratégicas para a viabilizar novas tecnologias, descarbonização e soluções industriais limpas. Assinamos memorandos de entendimento com empresas e governos estaduais para o desenvolvimento de projetos de hidrogênio verde e eólica offshore, e temos participado ativamente da construção da regulamentação dessas soluções energéticas no país.

A sustentabilidade é a base de nosso modelo de negócios e seguimos comprometidos com o meio ambiente e o desenvolvimento socioeconômico dos locais onde atuamos. Buscando assegurar transparência a esse compromisso, divulgamos em julho de 2022 as 16 metas ESG da Neoenergia, tornando públicas as nossas ambições para 2025 e 2030, tais como reduzir as emissões de carbono e aumentar a diversidade em nosso quadro de colaboradores.

Com ações ESG integradas ao dia a dia de nossos negócios, tivemos importantes avanços já em 2022, como por exemplo o aumento de 30% no número de mulheres em nossos times de campo, todas formadas no projeto pioneiro de nossas escolas de eletricistas. Também buscamos direcionar recursos incentivados para soluções inovadoras e de descarbonização, como a usina solar que estamos construindo no reservatório de água de Fernando de Noronha e o Trilha Verde que amplia a mobilidade elétrica na ilha. Projetos que, com recursos de P&D e Eficiência Energética, contribuem efetivamente com a redução do déficit energético da ilha.

Essa atuação sustentável, reconhecida por nossa manutenção no Índice de Sustentabilidade (ISE) da B3 e outros índices de sustentabilidade do mercado, nos permite acesso a linhas de crédito diferenciadas, como por exemplo o contrato de financiamento entre a International Finance Corporation (IFC) e a Neoenergia Coelba: o Super Green Loan, o primeiro concedido a uma distribuidora de energia no mundo e que apresenta condições competitivas e reduz o custo da dívida com o alcance de metas ESG.

Realço ainda o comprometimento da Neoenergia com processos sólidos de governança, baseados nas diretrizes do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC). Fomos reconhecidos pelo segundo ano consecutivo pelo Troféu Transparência, concedido pela Associação Nacional dos Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade (Anefac), além de figurarmos no 'The Sustainability Yearbook 2022', da S&P.

Por fim, destaco que o setor elétrico passa por momento de profundas transformações, com a perspectiva de liberalização total do mercado nos próximos anos. Nos antecipando a essa nova realidade, temos investido não apenas na qualidade do atendimento e na oferta de soluções e serviços aos nossos clientes, mas também no fortalecimento da nossa marca, com ações voltada aos nossos valores e compromissos, como a diversidade e o empoderamento feminino.

Nesse contexto, reforço o empenho de toda a Neoenergia, com nosso propósito e estratégia de longo prazo, e agradeço a todos os nossos acionistas, clientes e parceiros pela confiança!

Eduardo Capelastegui
CEO Neoenergia

1. PERFIL CORPORATIVO E ORGANOGRAMA SOCIETÁRIO

A Neoenergia é uma sociedade por ações de capital aberto, presente em 18 estados brasileiros e no Distrito Federal, e atua como holding, com participação majoritária no capital de outras sociedades dedicadas às atividades de Distribuição, Transmissão, Geração e Comercialização de Energia Elétrica. Na atividade de Distribuição, a Neoenergia controla cinco Distribuidoras, sendo três na região Nordeste - Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco, e Neoenergia Cosern, - uma na região Sudeste - Neoenergia Elektro - e uma no Distrito Federal - Neoenergia Brasília. Em 30 de dezembro de 2022, a estrutura societária da Neoenergia era composta por 53,5% de participação da Iberdrola, 30,3% de participação da Previ e 16,2% por demais acionistas.

2. AMBIENTE MACROECONÔMICO

No início de 2022, as projeções para a economia eram marcadas pelas incertezas de um cenário turbulento que estava por vir. De um lado, o fim da crise hídrica e a retomada econômica após a contenção da 2ª onda da pandemia de Covid-19 traziam otimismo para o país, do outro, as eleições presidenciais e seus desdobramentos geravam incertezas e preocupações para o cenário econômico.

O Relatório Focus do Banco Central de 31 de dezembro de 2021, projetou para 2022 um PIB (Produto Interno Bruto) praticamente *flat* em relação ao ano anterior, crescendo apenas 0,36%, e um IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) de 5,03%, com Taxa Selic de 11,50%, ainda visando conter os impactos da alta inflacionária do ano anterior.

O ano confirmou as incertezas da eleição presidencial, que gerou especulações e preocupações acerca das medidas que seriam tomadas, principalmente no âmbito fiscal e seus desdobramentos no futuro da economia.

Os confrontos entre a Rússia e a Ucrânia logo no início de 2022 impactaram a economia mundial, elevando o preço dos combustíveis no mundo e tendo reflexos no cenário macro brasileiro.

Como medida para conter a inflação, o Banco Central promoveu seguidas altas da Taxa Selic, que encerrou 2021 em 9,25%, chegando a 13,75% no final de 2022.

Com isso, a inflação medida pelo IPCA, que chegou a atingir 2 dígitos ao final de 2021, encerrou 2022 com alta acumulada de 5,79%, segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

Em relação ao PIB, a economia encerrou 2022 com perspectiva de crescimento de 3,1%, segundo o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), superando as projeções de início de ano de crescimento de apenas 0,36%.

O índice Ibovespa encerrou 2022 com uma alta de 4,69%, crescimento este menor que a inflação registrada no período, que, de certa forma, reflete a saída de investidores de renda variável em direção a renda fixa, em virtude da maior Selic.

Quanto ao consumo de energia, de acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), houve um aumento de apenas 0,3% em relação a 2021. O consumo no ano foi impactado pelas baixas temperaturas e chuvas acima das registradas no ano anterior nas diversas regiões do país.

3. AMBIENTE REGULATÓRIO

3.1. Redes
3.1.1. Distribuidoras
3.1.1.1. Tarifas

Em 2022, as cinco distribuidoras do Grupo Neoenergia passaram por Reajuste Tarifário:

	NEOENERGIA COELBA	NEOENERGIA PERNAMBUCO	NEOENERGIA COSERN	NEOENERGIA ELEKTRO	NEOENERGIA BRASÍLIA
Grupo de Consumo	**abr/22**	**abr/22**	**abr/22**	**ago/22**	**out/22**
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	20,54%	19,01%	19,75%	23,72%	24,94%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	21,35%	18,97%	20,55%	11,61%	21,58%
Efeito tarifário médio AT+BT	**21,13%**	**18,98%**	**20,36%**	**15,77%**	**22,55%**
Início da Vigência	**22-abr-22**	**29-abr-22**	**22-abr-22**	**27-ago-22**	**3-nov-22**
Processo Revisional	**Reajuste Anual**	**Reajuste Anual**	**Reajuste Anual**	**Reajuste Anual**	**Reajuste Anual**
Próxima Revisão Tarifária	**abr/23**	**abr/25**	**abr/23**	**ago/23**	**out/25**

Neoenergia Coelba e Neoenergia Cosern

Em 19 de abril de 2022, a Neoenergia Coelba e Neoenergia Cosern tiveram seus reajustes tarifários aprovados pela Aneel, com efeito médio para o consumidor de 21,13% e 20,36%, respectivamente, aplicados desde 22 de abril.

Para Neoenergia Coelba, a variação da Parcela A foi de 11,69%, totalizando R$ 6.945,1 milhões, impactada principalmente pelos aumentos de 38,29% nos encargos setoriais e 10,60% nos custos com compra de energia. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia foi definido em R$ 224,07/MWh. Já a variação da Parcela B foi de 14,14% (R$ 5.246,1 milhões), reflexo da inflação acumulada (IGP-M) desde o último reajuste, de 14,77%, deduzida do Fator X, de 0,63%.

Para Neoenergia Cosern, a variação da Parcela A foi de 10,76%, totalizando R$ 1.928,7 milhões, impactada principalmente pelos aumentos de 45,05% dos encargos setoriais e 9,46% nos custos com compra de energia. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia foi definido em R$ 242,32/MWh. Já a variação da Parcela B foi de 14,75%, (R$ 1.200,6 milhões), reflexo da inflação acumulada (IGP-M) desde o último reajuste, de 14,77%, deduzida do Fator X, de 0,02%.

Neoenergia Pernambuco

Em 26 de abril, a Aneel aprovou o reajuste tarifário da Neoenergia Pernambuco, com efeito médio para o consumidor de 18,98%, aplicados desde 29 de abril.

A variação da Parcela A foi de 10,58%, totalizando R$ 5.040,4 milhões, impactada principalmente pelos aumentos de 35,99% nos encargos setoriais e 9,48% nos custos com compra de energia. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia foi definido em R$ 257,39/MWh. Já a variação da Parcela B foi de 14,82% (R$ 2.301,7 milhões), reflexo da inflação acumulada (IGP-M) desde o último reajuste havido, de 14,77%, deduzida do Fator X, de - 0,05%.

Neoenergia Elektro

Em 23 de agosto, a Aneel aprovou o reajuste tarifário da Neoenergia Elektro, com efeito médio para o consumidor de 15,77%, aplicados desde 27 de agosto.

O uso dos créditos tributários referentes à exclusão do ICMS da base do PIS/Cofins, a antecipação da reversão para modicidade tarifária das receitas de ultrapassagem de demanda e excedente reativo constituídas até julho de 2022, o ingresso de recursos oriundos da CDE-Eletrobras e o diferimento relacionado ao bônus de Itaipu contribuíram para redução do efeito médio para o consumidor.

A variação da Parcela A foi de 21,48%, totalizando R$ 6,41 bilhões, impactada pelos aumentos de 41,89% nos encargos setoriais, 37,13% nos custos de transmissão e 5,46% nos custos com compra de energia. Já a variação da Parcela B foi de 9,32% (R$ 2,65 bilhões), reflexo da inflação acumulada (IGP-M) desde o último reajuste, de 10,08%, deduzida do Fator X, de 0,76%.

Neoenergia Brasília

Em 1 de novembro, a Aneel aprovou o reajuste tarifário da Neoenergia Brasília, com efeito médio para o consumidor, que inclui isenções que reduzem a base de cálculo do ICMS, de 11,17% aplicado desde 3 de novembro de 2022.A variação da Parcela A foi de 15,0%, totalizando R$ 2.962,7 milhões, impactada pelos aumentos de 29,1% nos encargos setoriais, com destaque para CDE, e 9,4% nos custos com compra de energia. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia foi definido em R$ 273,32/MWh. Já a variação da Parcela B, foi de 5,2% (R$ 583,7 milhões), reflexo da inflação acumulada (IPCA) desde o último reajuste de 7,17%, deduzida do Fator X, de 0,57%, bem como de ajustes das deduções aplicadas de Outras Receitas e Receitas de Ultrapassagens de Demanda e Reativos, sem qualquer diferimento para períodos futuros.

O processo de reajuste tarifário havia sido postergado por 12 dias pela ANEEL, a pedido da distribuidora Neoenergia Brasília, conforme Resolução Homologatória nº 3.131, de 18 de outubro de 2022, tendo em vista a expectativa de regulamentação pelo Governo do Distrito Federal com orientações para aplicação das isenções do ICMS previstas na Lei Complementar nº 194, de 23 de junho de 2022. Tal regulamentação se deu mediante a publicação do Decreto do Governo do Distrito Federal nº 43.893, de 27 de outubro de 2022, proporcionando, pelo efeito conjunto do reajuste tarifário com a redução do ICMS, um impacto médio efetivo a ser percebido pelos consumidores de 11,17%.

3.1.1.2. Principais discussões Tarifárias ocorridas ao longo do ano

Taxa Regulatória de Remuneração do Capital - WACC

Em 23 de fevereiro, a ANEEL publicou a atualização dos valores das Taxas Regulatórias de Remuneração do Capital (WACC) dos segmentos de Geração, Transmissão e Distribuição, aplicadas aos processos instruídos de março de 2022 a fevereiro de 2023. O WACC (real, depois de impostos) aplicado às distribuidoras no período foi de 7,15%, enquanto em 2021 era aproximadamente 7,02%; para as transmissoras e usinas cotistas foi 6,93%, enquanto em 2021 era aproximadamente 6,76%.

Marco Legal Geração Distribuída

Em 7 de janeiro de 2022, foi publicada a Lei nº 14.300, que instituiu o marco legal de Mini e Microgeração Distribuída (MMGD). Ficou estabelecido que as unidades que já possuem MMGD e as que aderirem em até 12 meses da publicação dessa lei, permaneceriam com o atual benefício até dezembro de 2045. Para os consumidores que aderissem após 12 meses, foi prevista regra de transição com cobranças parciais progressivas a cada ano até atingir, em 2029, a cobrança integral dos componentes tarifários que visam remunerar as distribuidoras (TUSD Fio B). A complementação durante a transição será realizada através de subvenção com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

Lei Complementar nº 194 - ICMS

Em 23 de junho, foi publicada a Lei Complementar nº 194/2022, estabelecendo teto para a alíquota de ICMS sobre os setores de combustíveis, gás, energia elétrica, comunicações e transporte coletivo. O texto limita a incidência do tributo a 18% ao classificar tais serviços como essenciais. Além disso, na sanção presidencial, foi mantida a previsão de não incidência do ICMS sobre os serviços de transmissão e distribuição e seus respectivos encargos.

Revisão Tarifária Extraordinária decorrente da Lei nº 14.385/22

Em 13 de julho, foram homologadas novas tarifas para Neoenergia Pernambuco, Neoenergia Coelba e Neoenergia Cosern, decorrentes de Revisão Tarifária Extraordinária motivada pela aplicação da Lei nº 14.385/2022, que trata da devolução de valores advindos de ações judiciais transitadas em julgado que estabeleceram a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/Cofins cobrado na conta de energia.

Como as distribuidoras da Neoenergia já haviam proposto antecipação de repasse desses créditos nos reajustes anteriores, de 2021 e 2022, então, o efeito da redução das tarifas em função dos novos procedimentos foram apenas relativos à revisão da projeção de compensação de tais créditos nos 12 meses posteriores.

A tabela abaixo apresenta o efeito médio sobre as tarifas vigentes percebido pelos consumidores:

Neoenergia Coelba	Neoenergia Cosern	Neoenergia Pernambuco
-0,50%	-1,54%	-4,07%

Atualização dos valores adicionais das Bandeiras Tarifárias

Por meio da Resolução Homologatória ANEEL nº 3.051/2022, publicada em 29 de junho, foram estabelecidos os novos valores adicionais das Bandeiras Tarifárias para o período de julho de 2022 a junho de 2023. O acréscimo verificado nos valores se deve, entre outros, aos dados do mercado de compra de energia durante o período de escassez hídrica em 2021, ao custo do despacho térmico em razão da alta do custo dos combustíveis e à correção monetária pelo IPCA.

Adicional (R$/MWh)	Verde	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2
2021	-	18,74	39,71	94,92
2022	-	29,89	65,00	97,95
Var. %	-	59,5%	63,7%	3,2%

Tabela 1 - Comparação entre novos valores e os anteriormente vigentes

Repasse de recursos da CDE

Em 22 de julho, a ANEEL divulgou o Despacho nº 1.959, que fixou os valores aportados na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) pela Eletrobras que deveriam ser repassados às distribuidoras até 29/07/2022. Esse recurso foi repassado à CDE de acordo com comando contido na Lei nº 14.182/2021 (privatização da Eletrobras) que condicionou a concessão de novas outorgas ao pagamento pela Eletrobras ou por suas subsidiárias à CDE, de 50% do valor adicionado à concessão pelos novos contratos. As distribuidoras da Neoenergia receberam em 27/07/2022 o total de R$ 829,38 milhões, que representa cerca de 15,72% do total distribuído. Seguem valores abaixo por distribuidora:

Distribuidora	Fator rateio	Repasse CDE (R$)
Neoenergia Brasília	1,8149%	95.724.014,81
Neoenergia Pernambuco	3,5460%	187.028.131,86
Neoenergia Coelba	5,3708%	283.274.306,43
Neoenergia Cosern	1,5054%	79.399.929,41
Neoenergia Elektro	3,4878%	183.958.465,40

Sobrecontratação das Distribuidoras - 2016 e 2017

A ANEEL divulgou, em 12 de agosto, o Despacho nº 2.168/2022, que deu parcial provimento aos pedidos de reconsideração interpostos pelas distribuidoras em face do Despacho nº 2.508/2020, que homologou os montantes de exposição e sobrecontratação involuntária dos agentes de distribuição para os anos de 2016 e 2017, alegando aplicação de critério assimétrico de involuntariedade com base no valor do PLD, onde o risco de perder seria sempre da distribuidora e o ganho sempre do consumidor. Adicionalmente, na análise dos recursos interpostos pelas distribuidoras contra o referido despacho, na Nota Técnica nº 121/2021, a área técnica da ANEEL criou uma nova regra para apurar a involuntariedade da migração ao ACL em 2016, na qual propunha o reconhecimento apenas da sobra involuntária acima de um limite arbitrário de 102,5%.

O Despacho nº 2.168/2022 reconheceu a tese de que houve aplicação retroativa de nova interpretação e reformou a decisão do Despacho nº 2.508/2022, colocando-se contra o posicionamento das áreas técnicas da ANEEL e excluindo o critério assimétrico baseado no valor do PLD, decisão que favoreceu a Neoenergia Coelba. O despacho também criou precedente para limitar inovações fora do escopo regulatório vigente pelas áreas técnicas da ANEEL, colocando-se contra a criação de critérios inexistentes na norma. Esta última decisão favoreceu a Neoenergia Elektro.

3.1.1.3. Medidas associadas à Covid-19

Admissibilidade de Revisão Tarifária Extraordinária (Covid-19)

Em 15 de julho, foi publicado o Despacho nº 1.890/2022 (SGT/ANEEL), que reconheceu a admissibilidade dos pleitos de revisão tarifária extraordinária decorrentes da pandemia do Coronavírus de sete concessionárias de distribuição de energia, incluindo Neoenergia Pernambuco, Neoenergia Coelba, Neoenergia Cosern e Neoenergia Brasília. Essa etapa de admissibilidade, que verifica o cumprimento dos requisitos para o pleito de RTE Covid, está prevista na regulamentação específica. De acordo com a ANEEL, foi aberto processo para análise de mérito dos pedidos. As próximas etapas serão a apresentação de proposta pela área técnica e a abertura de consulta pública.

3.1.1.4. Medidas associadas à Crise Hídrica

Conta Escassez Hídrica

Em 14 de janeiro, foi publicado o Decreto nº 10.939/2022, que autorizou a criação da Conta Escassez Hídrica pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Essa conta se destinava a receber recursos para cobertura total ou parcial dos custos adicionais decorrentes da situação de escassez hídrica para as distribuidoras, e dos diferimentos estabelecidos em processos tarifários recentes, associados a questões macroeconômicas (inflação, câmbio e alta do preço internacional dos combustíveis). Em 18 de março, a ANEEL definiu os critérios e os procedimentos para gestão da Conta e em maio (1º repasse) houve a liberação de R$ 371,6 milhões para as distribuidoras da Neoenergia.

Fim da Bandeira Escassez Hídrica

Em abril, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) definiu que a partir de 16 de abril, seria finalizada a cobrança da Bandeira Escassez Hídrica. Esta foi criada pela Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG) para cobrir os custos adicionais de enfrentamento da escassez hídrica

3.1.1.5. Liberalização do Mercado

Em 28 de setembro, foi publicada a Portaria nº 50/GM/MME, estabelecendo que a partir de 01/01/2024 os consumidores do Grupo A poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do SIN, sendo que, para aqueles com carga individual inferior a 500kW, fica estabelecida a obrigatoriedade de representação por agente varejista perante a CCEE.

3.1.2. Transmissão

Leilão de Transmissão nº 1/2022

Em 30 de junho, foi realizado o Leilão de Transmissão nº 1/2022 com 13 lotes licitados e deságio médio de 46,16%. A Neoenergia arrematou 2 lotes: (i) Lote 2: relativo à implantação de subestação e linhas de transmissão nos estados de Minas Gerais e São Paulo, com valor ofertado de R$ 360 milhões (deságio de 50%); (ii) Lote 11: subestação e linhas de transmissão no estado do Mato Grosso do Sul, com valor ofertado de R$ 38,2 milhões (deságio de 45,74%). A homologação do leilão pela ANEEL ocorreu no dia 23 de agosto e a assinatura dos contratos de concessão no dia 3 de outubro.

Receitas Anuais Permitidas (RAP) das Transmissoras para o ciclo 2022-2023

Em 14 de julho, foi publicada a Resolução Homologatória nº 3.067 que estabelece as Receitas Anuais Permitidas (RAP) das Transmissoras para o ciclo 2022-2023. O valor foi reajustado em 19,6% com relação ao ciclo anterior. As principais razões do aumento são o índice de reajuste previsto nos contratos de concessão, a expansão do sistema de transmissão, com entrada em operação de 23 novos contratos e melhorias autorizadas, e os efeitos das revisões das receitas das concessionárias. O resultado global da RAP da Rede Básica para o ciclo 2022-2023 totaliza R$ 41,9 bilhões.

3.1.3. Geração

Regulamentação da Geração Offshore

Em 25 de janeiro, foi publicado o Decreto nº 10.946/2022, que trata sobre a cessão de uso de espaços físicos e o aproveitamento dos recursos naturais em águas interiores de domínio da União, no mar territorial, na zona econômica exclusiva e na plataforma continental para a geração de energia a partir de empreendimento offshore. A exploração dessa geração de energia necessitará de autorização do Ministério de Minas e Energia (MME), mediante celebração de contrato de cessão de uso que poderá ser onerosa, quando tiver finalidade de exploração de central geradora de energia, e será gratuita, quando tiver por finalidade a realização de atividades de pesquisa e desenvolvimento tecnológico.

Em 20 de outubro, foi divulgada a Portaria Normativa nº 52/GM/MME, que estabelece as normas e procedimentos complementares relativos à cessão de uso onerosa para exploração de central geradora de energia elétrica offshore no regime de produção independente ou autoprodução de energia. A Portaria, que entrou em vigor em 1º de novembro, delega à ANEEL competências para firmar o contrato de cessão de uso e realizar os atos necessários à sua formalização.

Na mesma data, também foi divulgada a Portaria Interministerial MME/MMA nº 3, que cria o Portal Único para Gestão do Uso de Áreas Offshore para Geração de Energia (PUG-offshore). Todos os serviços de requerimentos e acompanhamentos de autorização para produzir energia offshore deverão ser concentrados neste portal.

Apesar da publicação das portarias, ainda existem normas complementares a serem editadas pelo MME quanto à metodologia de pagamento à União pelo uso do bem público e ao limite máximo do prisma a ser cedido em um mesmo contrato de cessão.

Associação Complexo Eólico Chafariz e UFVs Luzia 2 e 3

Em 3 de maio, foi deliberado e aprovado o pedido de associação do Complexo Eólico Chafariz (já em operação) com os Parques Fotovoltaicos Luzia 2 e 3. A Resolução Normativa ANEEL nº 954/2021, que estabelece tratamento regulatório para usinas híbridas e associadas, veda a associação entre usinas que já tenham Contrato de Uso da Transmissão (CUST) firmado. Entretanto, excepcionalmente, está prevista como regra de transição a associação entre centrais geradoras com CUSTs firmados, desde que um dos contratos tenha início de execução após 30 de junho de 2023.

Para entrada em operação comercial em 2022, os parques fotovoltaicos Luzia 2 e 3 deveriam aditar o CUST para que sua execução tivesse início em um período anterior ao previsto na resolução. De modo a garantir o direito de associação, a Neoenergia entrou com pedido de medida cautelar junto à ANEEL, que deu provimento ao pedido. De acordo com a decisão, o aditamento dos CUSTs dos Parques Luzia 2 e 3 ocorreu, no primeiro momento, sem alteração do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST). Posteriormente, será celebrado o CUST Associação, de modo que o MUST total contratado do complexo será reduzido de 575 MW para 471 MW, assegurando melhoria na rentabilidade do projeto.

Aprovação de metodologia para intensificação do sinal locacional

Em 30 de junho, foi publicada a Resolução Normativa ANEEL nº 1.024/2022, como resultado da 2ª fase da Consulta Pública nº 39/2021, cujo objetivo foi o aprimoramento da regulamentação acerca do Sinal Locacional das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição para centrais de geração conectadas em 88 kV e 138 kV (TUSDg). Esta Resolução revogou a REN 559/2013, acabando assim com o mecanismo de estabilização da TUST por dez ciclos tarifários e determinou a aplicação do mecanismo denominado envoltória tarifária flutuante, no qual as TUSTs das usinas serão recalculadas a cada ciclo tarifário e serão aplicados limites superior e inferior de modo a reduzir a volatilidade tarifária. A partir de julho do ano de desestabilização de cada usina, será estabelecida uma nova TUST, que ficará em vigor durante um único ciclo tarifário.

Cabe destacar que os empreendimentos que já possuem TUST estabilizada, seja por dez ciclos tarifários ou até o final da outorga, terão seus direitos preservados, ou seja, a desestabilização e aplicação da envoltória somente ocorrerá após o fim do período de estabilização em vigor.

Em 23 de setembro, foi publicada a Resolução Normativa ANEEL nº 1.041/2022, como resultado da 3ª fase da Consulta Pública nº 39/2021.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

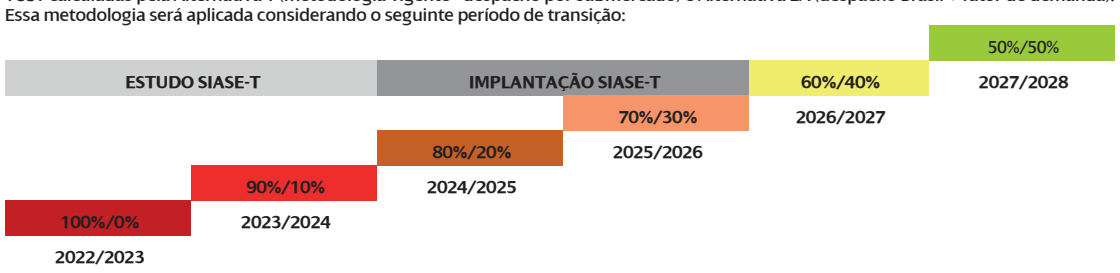
Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 16/02/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link

https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/02/16/NEOENERGIA1567776416022023.pdf

Hash:1676504773041857c75ab541819dd786e001b9a3c4

Decidiu-se pela gradual intensificação do sinal locacional, ao longo de cinco ciclos tarifários. A nova metodologia consiste na ponderação das TUST calculadas pela Alternativa 1 (metodologia vigente - despacho por submercado) e Alternativa 2A (despacho Brasil + fator de demanda). Essa metodologia será aplicada considerando o seguinte período de transição:



No ciclo 2022-23, a TUST é calculada considerando 100% Alt. 1 + 0% Alt. 2A. Até o ciclo 2027-28, a ponderação da Alt. 2A é incrementada em passos de 10%. Em paralelo, o P&D SIASE-T desenvolverá outras metodologias de cálculo de TUST, as quais terão suas viabilidades avaliadas posteriormente. A metodologia será aplicada tanto aos novos geradores quanto aos existentes.

Além dos pontos discutidos no âmbito da CP nº 39/2021, é importante comentar o impacto do resultado da CP nº 67/2021 no recálculo da TUST de algumas usinas do grupo Neoenergia. Com a publicação da Resolução Normativa nº 559 em 2013, a ANEEL estabeleceu um período de transição para os geradores que tivessem a TUST recalculada após o fim do período de estabilização. De acordo com a regra de transição, no ciclo de recálculo a TUST aplicada será equivalente à soma de 1/3 da TUST nova e 2/3 da TUST antiga; no segundo ciclo a TUST aplicada será equivalente à soma de 2/3 da TUST nova e 1/3 da TUST antiga; por fim, no terceiro ciclo a TUST aplicada será equivalente à 100% da TUST nova. Como resultado da CP 67/2021, foi publicada a Resolução Normativa nº 1.021, na qual a ANEEL decidiu que a regra de transição anteriormente descrita será aplicável somente às usinas que tiveram TUST calculada e fixada nos termos da REN 559/2013. As usinas do Grupo que foram afetadas pela decisão, ou seja, que não perceberão a aplicação da regra de transição no momento do recálculo são: EOL Caetité 2, EOL Caetité 3, UHE Baixo Iguaçu, UHE Teles Pires e UHE Belo Monte, pois tiveram suas TUST definidas nos termos da REN 267/2007.

4.1. Redes

4.1.1. Distribuidoras

4.1.1.1 Número de Consumidores

As distribuidoras da Neoenergia encerraram 2022 com 16 milhões de consumidores ativos. Em comparação com 2021, houve aumento de 295 mil de consumidores (+1,9%). A tabela a seguir reflete a quantidade de consumidores ativos ao final de 2022 por distribuidora.

Número de Consumidores (milhares)	4T22						4T21						VARIAÇÃO					
	Consolidado	Neoenergia Coelba	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Cosern	Neoenergia Elektro	Neoenergia Brasília	Consolidado	Neoenergia Coelba	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Cosern	Neoenergia Elektro	Neoenergia Brasília	Consolidado	Neoenergia Coelba	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Cosern	Neoenergia Elektro	Neoenergia Brasília
Residencial	14.215	5.767	3.555	1.365	2.494	1.034	13.907	5.630	3.484	1.337	2.450	1.006	308	138	70	28	45	28
Industrial	37	10	5	1	20	1	40	13	5	1	20	1	(3)	(3)	0	0	(0)	(0)
Comercial	1.098	434	228	110	208	119	1.076	421	227	107	204	118	22	13	1	3	4	1
Rural	520	202	130	51	126	10	561	218	139	54	129	11	(31)	(16)	(9)	(3)	(3)	(0)
Outros	168	69	33	28	31	6	167	70	34	27	31	7	1	(1)	(0)	1	1	(0)
Total	16.037	6.482	3.950	1.555	2.879	1.171	15.742	6.352	3.888	1.526	2.833	1.143	295	130	62	29	46	28

4.1.1.2. Evolução do Mercado

A energia distribuída (cativo + livre + suprimento) foi 16.967 GWh no 4T22 (-1,4% vs. 4T21) e 66.778 GWh em 2022 (-0,8% vs. 2021).

Os valores de energia distribuída por distribuidora e por tipo de cliente são apresentados na tabela abaixo:

Energia Distribuída (GWh)	Neoenergia Coelba			Neoenergia Pernambuco			Neoenergia Cosern			Neoenergia Elektro			Neoenergia Brasília			CONSOLIDADO		
	4T22	4T21	%	4T22	4T21	%	4T22	4T21	%	4T22	4T21	%	4T22	4T21	%	4T22	4T21	%
Residencial	1.925	1.915	0,5%	1.389	1.412	(1,6%)	591	611	(3,3%)	1.235	1.293	(4,5%)	641	619	3,6%	5.780	5.850	(1,2%)
Industrial	218	236	(7,6%)	104	122	(14,8%)	46	55	(16,4%)	269	314	(14,3%)	10	15	(33,3%)	648	741	(12,6%)
Comercial	743	749	(0,8%)	520	555	(6,3%)	205	222	(7,7%)	501	543	(7,7%)	378	402	(6,0%)	2.346	2.471	(5,1%)
Rural	522	558	(6,5%)	139	183	(24,0%)	132	144	(8,3%)	209	281	(25,6%)	39	40	(2,5%)	1.040	1.206	(13,8%)
Outros	665	650	2,3%	468	478	(2,1%)	158	156	1,3%	317	323	(1,9%)	316	295	7,1%	1.925	1.901	1,3%
Total Energia Distribuída (cativo)	4.073	4.108	(0,9%)	2.620	2.750	(4,7%)	1.131	1.187	(4,7%)	2.531	2.753	(8,1%)	1.385	1.371	1,0%	11.740	12.169	(3,5%)
Mercado Livre + Suprimento	1.378	1.279	7,7%	1.030	1.058	(2,6%)	385	370	4,1%	2.109	2.018	4,5%	325	313	3,8%	5.227	5.036	3,8%
Total Energia Distribuída (cativo + livre)	5.451	5.387	1,2%	3.650	3.808	(4,1%)	1.516	1.557	(2,6%)	4.640	4.771	(2,7%)	1.710	1.684	1,5%	16.967	17.207	(1,4%)

Energia Distribuída (GWh)	Neoenergia Coelba			Neoenergia Pernambuco			Neoenergia Cosern			Neoenergia Elektro			Neoenergia Brasília			CONSOLIDADO		
	2022	2021	%	2022	2021	%	2022	2021	%	2022	2021	%	2022	2021	%	2022	2021	%
Residencial	7.536	7.614	(1,0%)	5.394	5.454	(1,1%)	2.350	2.439	(3,6%)	5.021	5.159	(2,7%)	2.448	2.458	(0,4%)	22.749	23.123	(1,6%)
Industrial	839	985	(14,8%)	445	500	(11,0%)	198	235	(15,7%)	1.125	1.222	(7,9%)	42	63	(33,3%)	2.648	3.005	(11,9%)
Comercial	2.989	2.878	3,9%	2.098	2.119	(1,0%)	821	854	(3,9%)	2.097	2.078	0,9%	1.466	1.494	(1,9%)	9.471	9.423	0,5%
Rural	2.102	2.328	(9,7%)	506	678	(25,4%)	397	476	(16,6%)	889	1.133	(21,5%)	144	152	(5,3%)	4.038	4.768	(15,3%)
Outros	2.569	2.549	0,8%	1.849	1.863	(0,8%)	608	604	0,7%	1.280	1.292	(0,9%)	1.290	1.216	6,1%	7.595	7.523	1,0%
Total Energia Distribuída (cativo)	16.035	16.355	(2,0%)	10.292	10.614	(3,0%)	4.374	4.607	(5,1%)	10.411	10.883	(4,3%)	5.390	5.382	0,1%	46.502	47.841	(2,8%)
Mercado Livre + Suprimento	5.346	4.910	8,9%	3.954	3.993	(1,0%)	1.470	1.424	3,2%	8.285	7.832	5,8%	1.220	1.322	(7,7%)	20.276	19.482	4,1%
Total Energia Distribuída (cativo + livre)	21.381	21.265	0,5%	14.246	14.607	(2,5%)	5.844	6.031	(3,1%)	18.696	18.715	(0,1%)	6.610	6.704	(1,4%)	66.778	67.323	(0,8%)

NOTA: Meramente para efeito comparativo, Neoenergia Brasília considera os dados de 01/01/21 a 01/03/2021, período anterior à sua incorporação.

No 4T22, o consumo residencial apresentou redução em três das cinco distribuidoras, consolidando 5.780 GWh, 1,2% abaixo do registrado no 4T21 e 22.749 GWh em 2022 (-1,6% vs. 2021), influenciado, sobretudo, pelas menores temperaturas e maiores chuvas.

O consumo da classe industrial cativa reduziu 12,6% no 4T22 vs. 4T21. Entretanto, ao se incorporar ao desempenho desta classe o consumo livre, apura-se um aumento de 1,7% no 4T22 e 1,9% em 2022, explicado, principalmente, pelos setores de extração de minerais metálicos, papel e derivados, petróleo e gás natural, e de químicos.

A classe comercial cativa consolidou 2.346 GWh no 4T22, -5,1% vs 4T21 e 9.471 GWh no ano, +0,5% vs. 2021 com destaque para o crescimento de 3,9% na Neoenergia Coelba.

A classe rural apresentou redução de 13,8% vs. 4T21 e de 15,3% vs. 2021, em função do maior volume de chuvas no ano, o que gerou uma menor demanda de irrigação.

As outras classes (serviço público, poder público, iluminação pública e uso próprio) totalizaram um aumento de 1,3% no 4T22 vs. 4T21 e de 1,0% em 2022 vs. 2021, com destaque para a classe Poder Público.

4.1.1.3. Balanço Energético

A energia injetada no 4T22 foi de 19.350 GWh (-1,8% vs. 4T21) e em 2022 foi de 76.107 GWh (-1,2% vs. 2021), impactada por menores temperaturas e maiores chuvas, além da geração distribuída. Importante destacar que o impacto do aumento da geração distribuída em todas as concessões será contemplado no dimensionamento do mercado nas próximas revisões tarifárias, que já se iniciam em abril de 2023 (Neoenergia Coelba e Neoenergia Cosern) e agosto de 2023 (Neoenergia Elektro).

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	4T22	4T21	4T22 x 4T21 Dif.	4T22 x 4T21 %	2022	2021	2022 x 2021 Dif.	2022 x 2021 %
CONSOLIDADO								
Mercado Cativo	11.740	12.169	(429)	(3,5%)	46.502	47.841	(1.339)	(2,8%)
Mercado Livre + Suprimento	5.227	5.036	191	3,8%	20.276	19.482	794	4,1%
Energia Distribuída (A)	16.967	17.207	(240)	(1,4%)	66.778	67.323	(545)	(0,8%)
Energia Perdida (B)	2.302	2.461	(159)	(6,5%)	9.334	9.788	(454)	(4,6%)
Não Faturado (C)	81	42	39	92,9%	(6)	(68)	62	NA
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	19.350	19.710	(360)	(1,8%)	76.107	77.042	(935)	(1,2%)
Neoenergia Coelba								
Mercado Cativo	4.073	4.108	(35)	(0,9%)	16.035	16.355	(320)	(2,0%)
Mercado Livre + Suprimento	1.378	1.279	100	7,7%	5.346	4.910	436	8,9%
Energia Distribuída (A)	5.451	5.387	64	1,2%	21.381	21.265	116	0,5%
Energia Perdida (B)	922	935	(12)	(1,4%)	3.666	3.845	(178)	(4,7%)
Não Faturado (C)	(58)	(73)	15	(20,5%)	32	(162)	194	NA
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	6.315	6.248	67	1,1%	25.080	24.948	132	0,5%
Neoenergia Pernambuco								
Mercado Cativo	2.620	2.750	(130)	(4,7%)	10.292	10.614	(322)	(3,0%)
Mercado Livre + Suprimento	1.030	1.058	(27)	(2,6%)	3.954	3.993	(39)	(1,0%)
Energia Distribuída (A)	3.650	3.808	(158)	(4,1%)	14.246	14.607	(361)	(2,5%)
Energia Perdida (B)	680	802	(122)	(15,2%)	2.835	3.045	(210)	(6,9%)
Não Faturado (C)	122	69	53	76,8%	53	(25)	78	NA
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	4.452	4.679	(227)	(4,9%)	17.135	17.628	(493)	(2,8%)
Neoenergia Cosern								
Mercado Cativo	1.131	1.187	(56)	(4,7%)	4.374	4.607	(233)	(5,1%)
Mercado Livre + Suprimento	385	370	16	4,1%	1.470	1.424	46	3,2%
Energia Distribuída (A)	1.516	1.557	(41)	(2,6%)	5.844	6.031	(187)	(3,1%)
Energia Perdida (B)	140	178	(38)	(21,3%)	546	656	(110)	(16,8%)
Não Faturado (C)	37	37	0	-	(24)	(0)	(24)	NA
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	1.693	1.772	(79)	(4,5%)	6.366	6.686	(320)	(4,8%)
Neoenergia Elektro								
Mercado Cativo	2.531	2.753	(222)	(8,1%)	10.411	10.883	(472)	(4,3%)
Mercado Livre + Suprimento	2.109	2.018	91	4,5%	8.285	7.832	453	5,8%
Energia Distribuída (A)	4.640	4.771	(131)	(2,7%)	18.696	18.715	(19)	(0,1%)
Energia Perdida (B)	342	325	17	5,2%	1.399	1.301	98	7,5%
Não Faturado (C)	5	(17)	22	NA	(63)	60	(123)	NA
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	4.987	5.079	(92)	(1,8%)	20.032	20.076	(44)	(0,2%)
Neoenergia Brasília								
Mercado Cativo	1.385	1.371	14	1,0%	5.390	5.382	8	0,1%
Mercado Livre + Suprimento	325	313	12	3,8%	1.220	1.322	(102)	(7,7%)
Energia Distribuída (A)	1.710	1.684	26	1,5%	6.610	6.704	(94)	(1,4%)
Energia Perdida (B)	218	222	(4)	(1,8%)	888	941	(52)	(5,6%)
Não Faturado (C)	(25)	26	(51)	NA	(4)	59	(64)	NA
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	1.903	1.932	(29)	(1,5%)	7.494	7.704	(210)	(2,7%)

NOTA: Meramente para efeito comparativo, Neoenergia Brasília considera os dados de 01/01/21 a 01/03/2021, período anterior à sua incorporação.

Revisão de Garantia Física das UHEs

Em 2 de dezembro, foi publicada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) a Portaria nº 709/2022, contendo os novos valores de garantia física das usinas hidrelétricas, válidos a partir de 1º de janeiro de 2023. A revisão abrangeu 120 usinas despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). No caso da Neoenergia, eram elegíveis para a revisão as UHEs Baguari, Corumbá III, Dardanelos, Itapebi e Teles Pires, conforme tabela abaixo (valores em MW médios):

Usina	Garantia Física Vigente	Garantia Física a partir de 01/01/23	Variação
Baguari	84,7	81,9	-2,8
Corumbá III	49,3	47,0	-2,3
Dardanelos	154,9	147,2	-7,7
Itapebi	209,1	202,1	-7,0
Teles Pires	939,4	964,2	+24,8
Total	**1.437,4**	**1.442,4**	**+5,0**

OBS.: Valores integrais de garantia física - não considera o percentual de participação da Neoenergia.

Recomposição do Prazo de Outorga da UHE Dardanelos

Foi publicada, em 19 de dezembro, a Resolução Autorizativa ANEEL nº 13.297/2022, referente à recomposição do prazo de outorga da UHE Dardanelos, solicitada em dezembro de 2020. O empreendimento, cuja data de início de suprimento pactuada no Leilão "A-5" de 2006 foi frustrada em decorrência do atraso na disponibilidade do sistema de transmissão, obteve o reconhecimento de excludente de responsabilidade à época da sua entrada em operação comercial.

A resolução acrescenta 220 dias ao termo final da outorga, que passa a vigorar até 11 de agosto de 2043. Cabe destacar que, como a efetivação da extensão de 2.148 dias decorrente da Lei nº 14.052/2020 ainda não ocorreu, é necessário que a CCEE recalcule o prazo de "extensão do GSF" para se determinar o efetivo termo final da outorga da UHE Dardanelos, que será, no mínimo, em 28 de junho de 2049.

4. DESEMPENHO OPERACIONAL

O Grupo Neoenergia possui três segmentos, que são apresentados da seguinte forma: (i) Redes – distribuição e transmissão; (ii) Renováveis – geração eólica, hidrelétrica e solar e (iii) Liberalizado – geração térmica e comercialização de energia.

4.1.1.4. Perdas

As perdas de energia são acompanhadas através do índice percentual que calcula a razão entre a energia injetada e a energia faturada, acumuladas no período de 12 meses. Com base nessa metodologia, apresentamos abaixo a evolução do indicador e a comparação com a cobertura tarifária.

DISTRIBUIDORAS	Perdas 12 meses (%)															
	Perda Ténica					Perda Não Técnica					Perda Total					
	4T21	1T22	2T22	3T22	4T22	4T21	1T22	2T22	3T22	4T22	4T21	1T22	2T22	3T22	4T22	Aneel 2022
Neoenergia Coelba	10,63%	10,63%	10,63%	10,66%	10,61%	4,14%	4,49%	4,47%	3,90%	4,01%	14,77%	15,12%	15,09%	14,56%	14,63%	14,24%
Neoenergia Pernambuco	8,20%	8,38%	8,53%	8,60%	8,60%	8,93%	8,73%	8,61%	8,17%	7,98%	17,13%	17,11%	17,14%	16,77%	16,58%	14,97%
Neoenergia Cosern	8,39%	8,37%	8,32%	8,36%	8,28%	1,39%	1,27%	0,83%	0,23%	-0,17%	9,78%	9,63%	9,14%	8,59%	8,12%	10,72%
Neoenergia Elektro	5,95%	6,09%	6,02%	5,99%	5,98%	0,59%	0,34%	0,27%	0,40%	0,60%	6,55%	6,43%	6,28%	6,39%	6,57%	7,95%
Neoenergia Brasília	7,48%	7,63%	7,77%	8,04%	8,22%	5,25%	5,02%	4,63%	4,14%	3,21%	12,73%	12,65%	12,40%	12,18%	11,42%	11,78%

DISTRIBUIDORAS	Perdas 12 meses (%)															
	Perda Ténica					Perda Não Técnica					Perda Total					
	4T21	1T22	2T22	3T22	4T22	4T21	1T22	2T22	3T22	4T22	4T21	1T22	2T22	3T22	4T22	Aneel 2022
Neoenergia Coelba	2.652	2.640	2.657	2.666	2.662	1.033	1.115	1.116	975	1.006	3.685	3.754	3.773	3.641	3.668	**3.546**
Neoenergia Pernambuco	1.446	1.470	1.496	1.493	1.474	1.574	1.531	1.511	1.418	1.367	3.020	3.002	3.007	2.911	2.842	**2.509**
Neoenergia Cosern	561	555	546	539	527	93	84	54	15	(11)	654	639	600	553	517	**701**
Neoenergia Elektro	1.195	1.225	1.214	1.206	1.197	119	68	54	80	120	1.314	1.293	1.268	1.285	1.317	**1.614**
Neoenergia Brasília	577	584	591	605	616	404	384	353	312	240	981	968	944	917	856	**882**

NOTA: (1) Devido ao fato de o prazo de apuração do indicador de perdas de dezembro de 2022 ser posterior ao período de divulgação deste relatório, os dados apresentados são estimados. Os indicadores de 2021 foram ajustados para a apuração definitiva. A tabela no 2T22, 3T22 e 4T22 normaliza o impacto da Resolução Normativa ANEEL 1000/2021.

As perdas totais seguem com trajetória de queda nos últimos 12 meses e recuaram em três das cinco distribuidoras em comparação ao 3T22 com destaque para Neoenergia Brasília que foi enquadrada no limite regulatório 2 anos antes do previsto no plano de negócios de aquisição. A Neoenergia Coelba e Neoenergia Pernambuco seguem em busca dos patamares regulatórios.

A partir do 2T22, as perdas foram afetadas pela Resolução Normativa ANEEL 1000/2021, que ampliou o prazo de ampla defesa, aumentando assim o prazo entre a inspeção e a emissão da fatura, o que aumenta o não faturado, afetando o indicador de perdas. Esse efeito é temporário e será carregado na visão 12 meses. Ademais não há impacto no Resultado Econômico da Companhia.

A Neoenergia Coelba apresentou perdas totais 12 meses no 4T22 de 14,75%, sem o impacto da REN 1000 foi de 14,63%, em linha com o 3T22, e segue na trajetória para atingimento do patamar regulatório de 14,24%.

Na Neoenergia Pernambuco, as perdas totais 12 meses encerraram o 4T22 em 16,86%, sem o impacto da REN 1000 foi de 16,58%, abaixo do 3T22. A Neoenergia Pernambuco também segue em busca do patamar regulatório de 14,97%.

Já as perdas totais 12 meses na Neoenergia Cosern encerraram o período em 8,19%, sem o impacto da REN 1000 foi de 8,12%, inferior ao patamar do 3T22 e seguindo desta forma, abaixo do limite regulatório de 10,72%.

A Neoenergia Elektro encerrou o 4T22 em 6,67%, sem o impacto da REN 1000 foi de 6,57%, em linha com o 3T22 e abaixo do seu patamar regulatório de 7,95%.

Por fim, e destaque do trimestre, a Neoenergia Brasília atingiu no 4T22 o objetivo de levar o nível de perdas para abaixo do seu limite regulatório de 11,78%, antecipando em 2 anos a premissa do plano de negócio, de enquadramento em 3 anos. A distribuidora registrou perdas 12 meses de 11,79%, sem o impacto da REN 1000 foi de 11,42%, o 8º trimestre consecutivo de reduções no indicador, reflexo do *turnaround* que vem sendo realizado e consequente consolidação da gestão do Grupo Neoenergia.

Em 2022 foram adotadas as seguintes ações de combate a perdas em Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco, Neoenergia Cosern e Neoenergia Elektro:

i. Realização de mais de 460 mil inspeções, recuperando mais de 352 GWh;

ii. Substituição de mais de 452 mil medidores obsoletos por equipamentos mais modernos;

iii. Regularização de mais de 119 mil clandestinos; e

iv. Levantamento e Fiscalização da Iluminação Pública em mais de 903 mil pontos, recuperando mais de 65 GWh.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 16/02/2023

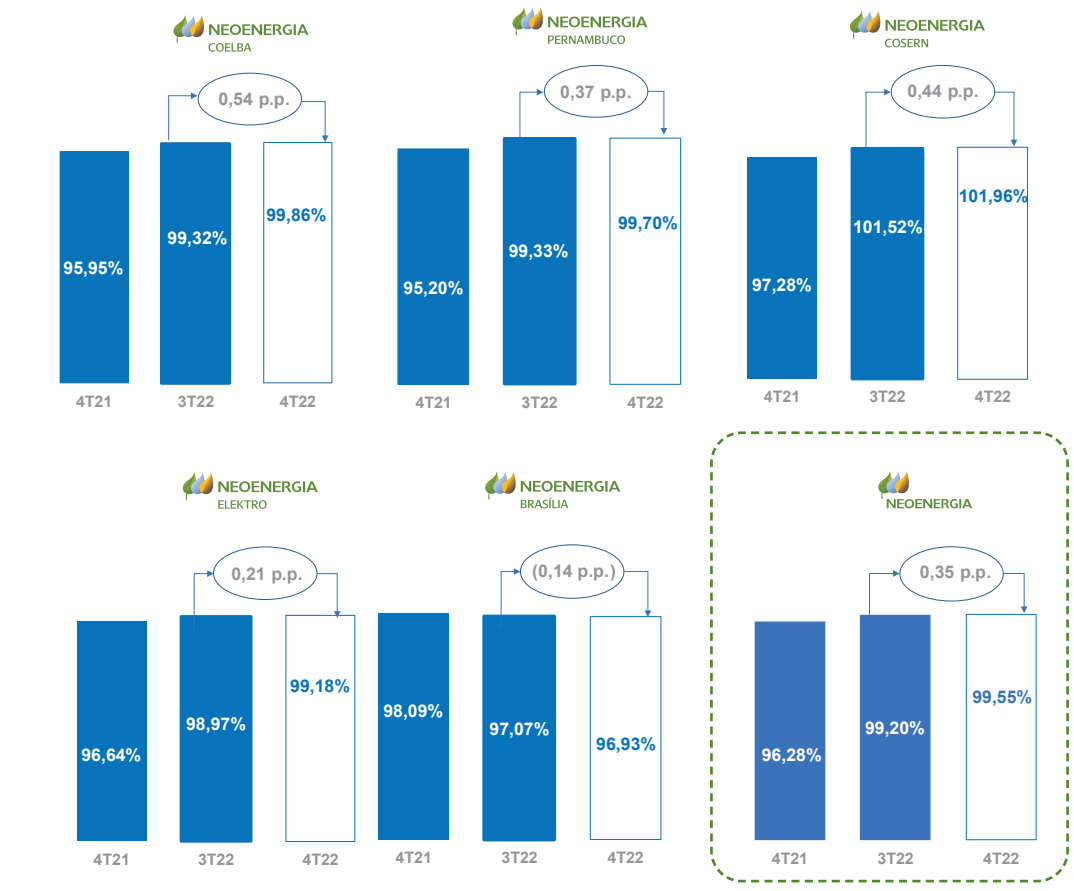
A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/02/16/NEOENERGIA1567776416022023.pdf

Hash:16765047730418 57c75ab541819dd786e001b9a3c4

Na Neoenergia Brasília, vale destacar as seguintes ações em 2022:
i. Realização de mais de 97 mil inspeções em unidades consumidoras, recuperando mais de 88 GWh;
ii. Regularização de mais de 10 mil ligações clandestinas; e
iii. Substituição de mais de 21 mil medidores de energia obsoletos por equipamentos mais modernos.

4.1.1.5. Arrecadação e Inadimplência

Os gráficos abaixo retratam o índice de arrecadação que é a razão entre a arrecadação dos últimos 12 meses sobre contas vencidas sobre o faturamento 12 meses da Neoenergia.



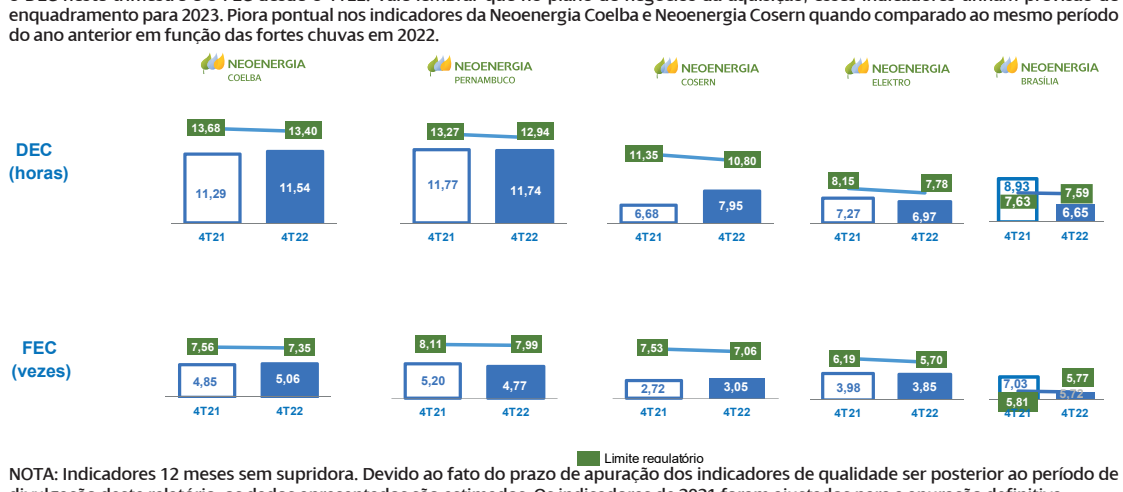
Nota: a metodologia de cálculo do índice de arrecadação da Neoenergia Brasília sofreu ajustes para se adequar às demais distribuidoras do Grupo.
Com base nos gráficos acima, percebe-se que os níveis de arrecadação na visão 12 meses seguem elevados confirmando o sucesso das ações de cobrança. A taxa de arrecadação consolidada, foi de 99,55% no 4T22 (+0,35 p.p vs. 3T22 e +3,27 p.p acima do 4T21).

PECLD/ ROB		4T21	1T22	2T22	3T22	4T22	4T21 x 4T22	2022	2021	Var.	Limite Regulatório
NEOENERGIA COELBA	*ROB*	3.761	3.871	3.756	3.322	3.502	(6,90%)	14.450	13.553	6,62%	14.450
	PECLD	42	55	50	44	45	6,92%	194	165	17,20%	234
	Inadimplência	**1,12%**	**1,41%**	**1,33%**	**1,33%**	**1,28%**	**0,17p.p.**	**1,34%**	**1,22%**	**0,12p.p.**	**1,62%**
NEOENERGIA PERNAMBUCO	*ROB*	2.603	2.555	2.367	2.021	2.223	(14,60%)	9.166	9.249	(0,90%)	9.166
	PECLD	57	58	49	51	38	(34,08%)	195	176	11,11%	153
	Inadimplência	**2,20%**	**2,25%**	**2,06%**	**2,54%**	**1,70%**	**(0,50p.p.)**	**2,13%**	**1,90%**	**0,23p.p.**	**1,67%**
NEOENERGIA COSERN	*ROB*	1.028	980	914	849	939	(8,69%)	3.682	3.652	0,83%	3.682
	PECLD	3	(2)	8	3	3	9,94%	12	7	62,63%	21
	Inadimplência	**0,30%**	**(0,21%)**	**0,88%**	**0,30%**	**0,36%**	**0,06p.p.**	**0,32%**	**0,20%**	**0,12p.p.**	**0,57%**
NEOENERGIA ELEKTRO	*ROB*	2.713	2.949	2.417	2.335	2.672	(1,51%)	10.374	9.769	6,19%	10.374
	PECLD	27	23	14	21	30	12,43%	88	87	0,34%	52
	Inadimplência	**0,99%**	**0,77%**	**0,56%**	**0,91%**	**1,13%**	**0,14p.p.**	**0,85%**	**0,89%**	**(0,05p.p.)**	**0,50%**
NEOENERGIA BRASÍLIA	*ROB*	1.246	1.225	1.092	942	1.122	(9,97%)	4.381	4.197	4,38%	4.381
	PECLD	(14)	(1)	2	15	9	NA	24	(36)	NA	25
	Inadimplência	**(1,16%)**	**(0,10%)**	**0,16%**	**1,58%**	**0,76%**	**1,92p.p.**	**0,55%**	**(0,86%)**	**1,41p.p.**	**0,56%**

NOTA: PECLD considera o valor provisionado + correção monetária. Dados de Neoenergia Brasília anteriores a 02/03/21 são meramente para efeito comparativo.
No 4T22 foram adotadas diversas ações de cobrança em Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco, Neoenergia Cosern e Neoenergia Elektro com intuito de diminuir o índice de inadimplência e, consequentemente, melhorar a arrecadação. Dentre elas, podemos destacar:
i. Realização de 403 mil suspensões de fornecimento por meio de atuação em concentrações georreferenciadas, mapeando a localização dos clientes com maior incidência de inadimplência para otimizar as ações;
ii. Acompanhamentos de 93 mil instalações de clientes que sofreram a suspensão do fornecimento e não solicitaram a taxa de religação, no intuito de evitar perdas no processo com fraudes ou desligamentos;
iii. Negativações de 3,3 milhões consumidores;
iv. 3,6 milhões cobranças terceirizadas através das assessorias de cobrança;
v. Cobranças telefônicas totalizando 47 milhões contatos através de SMS e URA;
vi. Cobrança por e-mail totalizando 34 milhões acionamentos;
vii. Ações sistemáticas para os Grandes Clientes e negociações com órgãos do Poder Público;
viii. Utilização de novas tecnologias com o objetivo de disponibilizar a opção de pagamento das faturas de energia por meio do cartão de débito e ainda, para clientes com duas ou mais faturas em aberto, o pagamento por meio do cartão de crédito;
ix. Realização de campanha de negociação para dívidas superiores a 180 dias.
Vale destacar as ações implementadas na Neoenergia Brasília no trimestre:
i. Realização de 31,7 mil suspensões de fornecimento realizado nos clientes comerciais e industriais;
ii. Acompanhamentos de 12,6 mil instalações de clientes que sofreram a suspensão do fornecimento e não solicitaram a taxa de religação;
iii. Negativações de 190 mil consumidores ligados ao SPC, Serasa e Boa Vista;
iv. Protesto de 236 títulos através dos cartórios;
v. 864 mil cobranças terceirizada através das assessorias de cobrança;
vi. Cobranças 4,3 milhões contatos através de SMS e URA;
vii. 2,8 milhões de cobranças por e-mail;
viii. Ações sistemáticas para os Grandes Clientes e negociações com órgãos do Poder Público;
ix. Utilização de novas tecnologias possibilitando pagamento das faturas de energia por meio do cartão de débito e crédito;
x. Realização de campanha de negociação para dívidas superiores a 180 dias.

4.1.1.6. DEC e FEC (12 meses)

A qualidade do fornecimento de energia é verificada principalmente pelos indicadores DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor e FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor, que aferem as falhas ocorridas na rede de distribuição. Todas as distribuidoras estão abaixo do limite regulatório tanto para o DEC quanto para o FEC. Destaque para Neoenergia Brasília que enquadrou o DEC neste trimestre e o FEC desde o 1T22. Vale lembrar que no plano de negócios da aquisição, esses indicadores tinham previsão de enquadramento para 2023. Piora pontual nos indicadores da Neoenergia Coelba e Neoenergia Cosern quando comparado ao mesmo período do ano anterior em função das fortes chuvas em 2022.



NOTA: Indicadores 12 meses sem supridora. Devido ao fato do prazo de apuração dos indicadores de qualidade ser posterior ao período de divulgação deste relatório, os dados apresentados são estimados. Os indicadores de 2021 foram ajustados para a apuração definitiva.

4.1.2. Transmissoras

4.1.2.1. Ativos de Transmissão em operação

No 4T22, estavam em operação nove ativos de transmissão (Afluente T, Narandiba, Potiguar Sul, Atibaia, Biguaçu, Sobral, Dourados, Jalapão e Santa Luzia).

Leilão de Dez/2019

Em janeiro de 2023 também entrou em operação a linha de Rio Formoso. Energizado em dezembro de 2022, com liberação de RAP em 2023, o lote foi entregue com 25%de saving de Capex frente ao sinalizado pela Aneel e antecipação de 14 meses do prazo regulatório, confirmando mais uma vez a capacidade de execução da Neoenergia.

Leilão	Lote	Nome	Localização	Extensão (Km)	Subestação	RAP² (R$ MM)	Entrada em Operação	Taxa de Disponibilidade da Linha (%) 2019	2020	2021	2022
-	-	Afluente T	BA	489	3 subestações	68	1990	99,88	99,97	99,83	99,90
Leilão Jun/08	E	Narandiba¹	BA	-	1 subestação	16	Jun/11	99,94	99,97	99,98	99,95
Leilão Jun/11	G	Extremoz II¹		-	1 subestação	5	Set/14	100,00	100,00	99,98	99,95
Leilão Mai/12	D	Brumado II¹	RN	-	1 subestação	5	Jul/15	99,94	99,97	99,98	99,95
Leilão Jan/13	G	Potiguar Sul	RN / PB	190	-	32	Nov/16	99,68	99,93	99,98	99,91
Leilão Abr/17	4	Dourados	MS	581	1 subestação	89	Ago/21	-	-	99,98	99,99
	20	Atibaia	MS	-	1 subestação	18	Dez/19	-	99,99	99,90	100,00
	22	Biguaçu	SC	-	1 subestação	18	Jul/20	-	100,00	99,92	99,97
	27	Sobral	CE	-	1 subestação	16	Jan/20	-	100,00	99,98	99,99
Leilão Dez/17	6	Santa Luzia	CE/PB	345	1 subestação	76	Nov/21	-	-		100,00
	4	Jalapão	BA/TO/PI/MA	728	-	167	Jan/22	-	-	-	99,99
Leilão Dez/19			BA	210	2 subestação	22	Jan/23	-	-	-	-

NOTA: Afluente T foi oriunda do processo de desverticalização da Neoenergia Coelba.
¹ Narandiba é formada por 3 subestações: SE Narandiba, SE Extremoz II e SE Brumado II.
² RAP homologada (Ciclo 2022-2023). RAP Afluente T: R$ 61,1 MM RAP Ativa e R$6,4 MM RAP Prevista (reforços).
O limite estabelecido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) estipula como normal a disponibilidade entre 95% e 98%. Este indicador baliza a qualidade do serviço aferida pela ANEEL através da disponibilidade do sistema de transmissão. Nos últimos quatro anos, as transmissoras do grupo estiveram com disponibilidade acima do limite superior definido pelo ONS, conforme tabela acima.

4.1.2.2. Licenças Ambientais e Evolução da Construção dos Ativos de Transmissão

Status dos Projetos de Transmissão

			Avanço Físico	LICENÇAS LP	LI	LO	RAP (1) R$ (MM)	CAPEX Aneel R$ (MM)	Entrada em Operação (Aneel)	Fim da Concessão
Leilão Dez/2018	Lote 2	Guanabara	81%	✓	✓	▲	149	1.331	Mar/24	Mar/49
	Lote 3	Itabapoana	85%	✓	✓	▲	88	754	Mar/24	Mar/49
	Lote 1	Vale do Itajaí	52%	✓	✓	▲	247	2.792	Mar/24	Mar/49
	Lote 14	Lagoa dos Patos	61%	■	■	■	154	1.215	Mar/24	Mar/49
Leilão Dez/2020	Lote 2	Morro do Chapéu	9%	✓	✓	▲	192	1.997	Mar/26	Mar/51
Leilão Dez/2021	Lote 4	Estreito	21%	N/A	N/A	N/A	41	661	Mar/26	Mar/51
Leilão Jun/2022	Lote 2	Alto Paranaíba	1%	▲	▲	▲	360	4.938	Set/27	Set/52
	Lote 11	Paraíso	1%	✓	■	▲	38	499	Set/26	Set/52

(1) RAP ciclo 2022/2023.

Concluído	✓
Concluído parcialmente	■
Em andamento	●
A Iniciar	▲

LP = Licença Prévia
LI = Licença de Instalação
LO = Licença de Operação

Segue o status dos projetos atualmente em construção dos lotes de transmissão:

Leilão de Dezembro/2018:
• Lote 1 (Vale do Itajaí) – Licenças emitidas para todas as subestações e linhas de transmissão. Obras em andamento em todos os trechos.
• Lote 2 (Guanabara) – Licenças emitidas para todas as subestações e linhas de transmissão. Obras em andamento em todos os trechos.
• Lote 3 (Itabapoana) – Licenças emitidas. Obras em andamento.
• Lote 14 (Lagoa dos Patos) – LI do trecho 6 em trâmite de aprovação (LT Siderópolis 2 – Forquilhinha). Obras das LT Sta. Maria – Livramento e LT Povo Novo – Guaíba 3 em andamento com previsão de entrada em operação em 2023. Pendente a LP do trecho Capivari do Sul - Siderópolis 2 relativa a 36% da RAP do lote.

Leilão de Dezembro/2020:
• Lote 2 (Morro do Chapéu) – Licenças emitidas para todos os trechos. Obra da Subestação de Medeiros Neto em andamento e mobilização iniciada nas obras de Linhas de Transmissão.

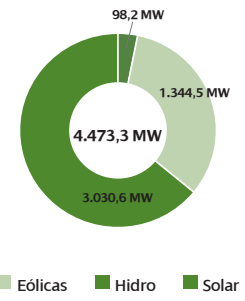
Leilão de Dezembro/2021:
• Emitida dispensa de licenciamento pelo órgão ambiental e obras em andamento.

Leilão de Junho/2022:
• Lote 2 (Alto Paranaíba) – Contrato de concessão assinado em 30/09/22. Projeto executivo em andamento e 92% do Capex contratado, com *hedge* de moedas e *commodities.*
• Lote 11 (Paraíso) – Contrato de concessão assinado em 30/09/22. Projeto executivo em andamento. LP já concluída e LI ratificada pelo órgão. Em análise a retificação de ASVs (Autorização de Supressão de Vegetal). 97% do Capex contratado, com hedge de moedas e *commodities.*

4.2. Renováveis

Os ativos em operação e em construção totalizam 44 parques eólicos, 7 usinas hidrelétricas e 2 parques solares.

Capacidade Instalada Atual



4.2.1. Parques Eólicos e Solares

A Companhia encerrou 2022 com 42 parques eólicos em operação, com capacidade instalada de 1.345 MW e 2 parques solares, com capacidade instalada de 98 MW.
O portfólio de ativos eólicos totalizará 1,6 GW nos próximos meses, dos quais 51% estarão destinados ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e 49% ao Ambiente de Contratação Livre (ACL), alinhado com a estratégia de posicionamento na liberalização do mercado de energia brasileiro.

Eólicas em operação	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Concessão	Fim da Concessão
EOL Caetité 1	100%	BA	Caetité	30,0	13,0	29/10/2012	28/10/2042
EOL Caetité 2	100%	BA	Caetité	30,0	14,7	07/02/2011	06/02/2046
EOL Caetité 3	100%	BA	Caetité	30,0	11,2	24/02/2011	23/02/2046
EOL Calango 1	100%	RN	Bodó e Santana do Mato	30,0	13,9	28/04/2011	27/04/2046
EOL Calango 3	100%	RN	Bodó, Santana do Mato e Lagoa Nova	30,0	13,9	30/05/2011	29/05/2046
EOL Rio do Fogo (ENERBRASIL)	100%	RN	Rio do Fogo	49,3	17,9	19/12/2001	18/12/2031
EOL Arizona 1	100%	RN	Rio do Fogo	28,0	12,9	04/03/2011	03/03/2046
EOL Mel 2	100%	RN	Areia Branca	20,0	8,8	28/02/2011	27/02/2046
EOL Calango 6	100%	RN	Bodó e Cerro Corá	30,0	18,5	20/11/2014	19/11/2049
EOL Santana 1	100%	RN	Bodó, Lagoa Nova e Cerro Corá	30,0	17,3	14/11/2014	13/11/2049
EOL Santana 2	100%	RN	Bodó e Lagoa Nova	24,0	13,1	14/11/2014	13/11/2049
EOL Calango 2	100%	RN	Bodó	30,0	12,8	09/05/2011	08/05/2046
EOL Calango 4	100%	RN	Bodó	30,0	13,5	19/05/2011	18/05/2046
EOL Calango 5	100%	RN	Bodó	30,0	13,7	02/06/2011	01/06/2046
EOL Canoas	100%	PB	São José do Sabugi e Junco do Seridó	31,5	17,7	04/08/2015	03/08/2050
EOL Lagoa 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31,5	17,5	04/08/2015	03/08/2050
EOL Lagoa 1	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31,5	18,7	04/08/2015	03/08/2050
CHAFARIZ 1	100%	PB	Santa Luzia	34,7	18,2	21/06/2018	20/06/2053
CHAFARIZ 2	100%	PB	Santa Luzia	34,7	17,4	21/06/2018	20/06/2053
CHAFARIZ 3	100%	PB	Santa Luzia	34,7	18,2	21/06/2018	20/06/2053
CHAFARIZ 4	100%	PB	Santa Luzia e Areia de Baraúnas	34,7	17,8	05/02/2019	04/02/2054
CHAFARIZ 5	100%	PB	Santa Luzia	34,7	16,6	05/02/2019	04/02/2054
CHAFARIZ 6	100%	PB	Santa Luzia	31,2	15,2	21/06/2018	20/06/2053
CHAFARIZ 7	100%	PB	Santa Luzia	34,7	18,3	21/06/2018	20/06/2053
LAGOA 3	100%	PB	São José do Sabugi	34,7	17,2	26/06/2018	25/06/2053
LAGOA 4	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	20,8	10,2	26/06/2018	25/06/2053
CANOAS 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34,7	16,3	26/06/2018	25/06/2053
CANOAS 3	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34,7	16,8	05/02/2019	04/02/2054
CANOAS 4	100%	PB	São José do Sabugi	34,7	16,5	26/06/2018	25/06/2053
VENTOS DE ARAPUÁ 1	100%	PB	Areia de Baraúnas	24,3	11,6	05/02/2019	04/02/2054
VENTOS DE ARAPUÁ 2	100%	PB	Areia de Baraúnas, São Mamede e Santa Luzia	34,7	17,2	05/02/2019	04/02/2054
VENTOS DE ARAPUÁ 3	100%	PB	Areia de Baraúnas e São Mamede	13,9	5,8	05/02/2019	04/02/2054
OITIS 1	100%	PI	Dom Inocêncio	49,5	26,1	29/11/2019	28/11/2054
OITIS 2	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	27,5	14,3	24/12/2019	23/12/2054
OITIS 3(1)	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,50	24,4	24/12/2019	23/12/2054
OITIS 4(2)	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,50	24	24/12/2019	23/12/2054
OITIS 5(3)	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,5	23,8	24/12/2019	23/12/2054
OITIS 6(4)	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,50	24,3	24/12/2019	23/12/2054
OITIS 7	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,5	25,6	24/12/2019	23/12/2054
OITIS 8	100%	PI	Dom Inocêncio	49,5	25,5	29/11/2019	28/11/2054
OITIS 21(5)	100%	PI/BA	Casa Nova	44,00	20,8	24/12/2019	23/12/2054
OITIS 22	100%	PI/BA	Casa Nova	49,50	22,22	24/12/2019	23/12/2054

Notas: (1) Oitis 3 está parcialmente concluído, com 22MW em operação; (2) Oitis 4 está parcialmente concluído, com 11 MW em operação; (3) Oitis 5 está parcialmente concluído, com 16,5 MW em operação; (4) Oitis 6 está parcialmente concluído, com 44 MW em operação; (5) Oitis 21 está parcialmente concluído, com 38,5 MW em operação
O portfólio de ativos solares totalizará 118 MW nos próximos meses, com a conclusão do Complexo Solar Luzia.

Fotovoltaicas em operação	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Concessão	Fim da Concessão
LUZIA 2	100%	PB	Santa Luzia	58,93	17,3	29/05/2020	29/05/2055
LUZIA 3	100%	PB	Santa Luzia	58,93	17,3	29/05/2020	29/05/2055

Nota: O Complexo Solar Luzia está parcialmente concluído, com 98 MW já em operação.
No 4T22 a energia eólica e solar gerada foi de 1.072 GWh, 41,46% acima do 4T21. No ano, a geração foi de 3.934 GWh, +70,07% acima de 2021. Destaque para a maior eolicidade no trimestre e para a entrada em operação comercial parcial no 3T22 do Complexo Eólico de Oitis e do Complexo Solar Luzia, além de geração de Chafariz. A disponibilidade no trimestre foi acima de 97%, conforme programado.

4.2.1.1. Evolução da construção dos parques eólicos e solares

Avanço Físico	LICENÇAS LP	LI	LO
Complexo Oitis	✓	✓	■
Complexo Solar Luzia	✓	✓	■

Concluído	✓
Parcialmente Concluída	■
Em andamento	●
A Iniciar	▲

LP = Licença Prévia
LI = Licença de Instalação
LO = Licença de Operação

Oitis encerrou 2022 com 357,5 MW em operação (comercial e em teste). Ao todo, serão 103 turbinas, do modelo GE 158, de capacidade unitária de 5,5 MW, um dos mais modernos e eficientes do mercado global. Já foram emitidas LO's para os 12 parques do complexo, a previsão é que a entrada em operação do total do complexo, que possui capacidade instalada total de 566,5 MW, se dê nos próximos meses.
A Neoenergia anunciou em dezembro de 2020 o projeto solar Luzia, na Paraíba, que compreende 149MWp e 118MW de capacidade instalada. Toda a sua energia está destinada ao ACL, sendo que 100% já está vendida até 2026. O projeto tem alta sinergia com o Complexo Chafariz e a LT Santa Luzia. Em 31 de maio de 2022, iniciou-se a geração do parque na forma de operação em teste e no 3T22 entrou em operação comercial parte do complexo. Ao final de 2022, 145 MWp já se encontravam em operação. A entrada completa em operação comercial plena se dará nos próximos meses. Vale destacar que Luzia tem o direito de associação garantida com o Complexo Eólico Chafariz, tendo assim um custo de TUST reduzido.

4.2.2. Hidrelétricas

A Neoenergia tem participação em 7 usinas hidrelétricas (com participação direta e indireta): Itapebi, Corumbá, Baguari, Dardanelos, Teles Pires, Baixo Iguaçu e Belo Monte.

Hidrelétricas em operação	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Concessão / Autorização	Fim da Concessão
UHE Itapebi	100%	BA	Rio Jequitinhonha	462,0	209,1	28/05/1999	15/05/2039
UHE Corumbá III	70%	GO	Rio Corumbá	96,5	49,3	07/11/2001	22/04/2040
UHE Baguari I	51%	MG	Rio Doce	140,0	84,7	15/08/2006	19/03/2046
UHE Dardanelos - Águas da Pedra	51%	MT	Rio Aripuanã	261,0	154,9	03/07/2007	19/11/2048
Teles Pires	51%	MT/PA	Rio Teles Pires	1.819,8	939,4	07/06/2011	28/01/2047
Belo Monte	10%	PA	Rio Xingu	11.233,1	4.571,0	26/08/2010	10/07/2046
Baixo Iguaçu - Geração Céu Azul	70%	PR	Rio Iguaçu	350,2	172,4	20/08/2012	03/12/2049

NOTA: Em 17 de setembro de 2021, a Aneel homologou uma extensão dos prazos de outorga das usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. Em 13 de dezembro de 2022, a Aneel postergou em 220 dias o prazo de concessão da UHE Dardanelos, pela resolução autorizativa nº 13.297.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil
Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 16/02/2023
A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link
https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/02/16/NEOENERGIA1567776416022023.pdf
Hash:16765047773041857c75ab541819dd786e001b9a3c4

NEOENERGIA

CNPJ nº 01.083.200/0001-18 | CVM nº 01553-9 | Companhia Aberta

4.3. Liberalizado

4.3.1. Termopernambuco

A Termopernambuco é uma térmica inserida no PPT (Programa Prioritário de Térmicas). Possui PPAs com Neoenergia Coelba (65MW) e Neoenergia Pernambuco (390MW) com duração até 2024, que garantem a receita da usina. Tem capacidade instalada de 533 MW e energia assegurada de 504 MW. Vale lembrar que a Termopernambuco, sagrou-se vencedora do Leilão de Reserva de Capacidade em dezembro de 2021, onde foi vendida toda sua capacidade disponível, de 498 MW, ao preço da potência R$ 487.412,70 MW/ano, com início de fornecimento em 1º de julho de 2026, assegurando a receita fixa de potência de R$ 207 milhões por ano. O contrato tem vigência de 15 anos.

No 4T22 Termopernambuco não foi despachada. No ano, principalmente pelo não fornecimento de gás, também não houve geração. O efeito no resultado da Companhia é compensado pela compra de energia a PLD inferior ao custo variável unitário, para suprir seus contratos de venda.

5. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

5.1. Consolidado

DRE CONSOLIDADO (R$ MM)	4T22	4T21	Variação R$	Variação %	2022	2021	Variação R$	Variação %
Receita Operacional Líquida (1)	10.921	11.388	(467)	(4%)	40.822	41.120	(298)	(1%)
Custos com Energia (2)	(7.093)	(7.801)	708	(9%)	(25.960)	(28.553)	2.593	(9%)
Margem Bruta s/VNR	**3.828**	**3.587**	**241**	**7%**	**14.862**	**12.567**	**2.295**	**18%**
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	429	424	5	1%	1.339	1.579	(240)	(15%)
MARGEM BRUTA	**4.257**	**4.011**	**246**	**6%**	**16.201**	**14.146**	**2.055**	**15%**
Despesa Operacional	(1.118)	(1.013)	(105)	10%	(3.932)	(3.526)	(406)	12%
PECLD	(120)	(104)	(16)	15%	(505)	(350)	(155)	44%
Aj. a Valor Justo	(201)	(482)	281	(58%)	(201)	(482)	281	(58%)
(+) Equivalência Patrimonial	17	(1)	18	N/A	19	68	(49)	(72%)
EBITDA	**2.835**	**2.411**	**424**	**18%**	**11.582**	**9.856**	**1.726**	**18%**
Depreciação	(611)	(531)	(80)	15%	(2.243)	(1.984)	(259)	13%
Resultado Financeiro	(947)	(909)	(38)	4%	(3.800)	(2.283)	(1.517)	66%
IR/CS	(323)	(310)	(13)	4%	(752)	(1.523)	771	(51%)
Minoritário	(18)	(26)	8	(31%)	(69)	(141)	72	(51%)
LUCRO LÍQUIDO	**936**	**635**	**301**	**47%**	**4.718**	**3.925**	**793**	**20%**

(1) Considera Receita de Construção

(2) Considera Custos de Construção

Conforme expresso na Orientação Técnica CPC 08, o reconhecimento e mensuração das variações entre os custos não gerenciáveis efetivamente ocorridos em relação às tarifas homologadas são classificados sempre na linha de Receita Operacional como Valores a Receber/Devolver de Parcela A e Outros Itens Financeiros. Considerando que grande parte da Parcela A é registrada como custo de energia, a análise isolada de variações de receita e custo pode levar a distorções na interpretação do resultado do período. Desta forma, a Companhia acredita ser mais adequado explicar as variações do resultado a partir da Margem Bruta.

A Neoenergia encerrou o 4T22 com Margem Bruta sem VNR de R$ 3.828 milhões, +7% vs. 4T21, impactada pelos efeitos: (i) dos Reajustes Tarifários de 2022 de Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco e Neoenergia Cosern vigentes a partir do final de abril/22 (variação da parcela B: +14,14%, +14,82% e +14,75% respectivamente), da Neoenergia Elektro, vigente a partir do final de agosto/22 (variação da parcela B: +9,32%) e da Neoenergia Brasília, vigente a partir do início de novembro/22 (variação da parcela B: + 5,2%); (ii) da Revisão Tarifária de 2021 de Neoenergia Brasília (+11,10%); e (iii) melhor resultado nos negócios Eólicos devido à entrada em operação do Complexo Eólico Chafariz e Oitis.

No ano, a Margem Bruta sem VNR foi de R$ 14.862 milhões (+18% vs. 2021), explicado pelos mesmos efeitos do trimestre, além das Revisões e Reajustes Tarifários de 2021 das distribuidoras, e da maior margem em Termopernambuco.

As despesas operacionais somaram R$ 1.118 milhões no 4T22, +10% vs. 4T21 e R$ 3.932 milhões em 2022 (+12% vs. 2021). Normalizando o efeito de Neoenergia Brasília em janeiro e fevereiro de 2021, a variação no ano é de +10%, e desconsiderando os novos negócios de transmissão e renováveis em 2022, reduz para +9%.

A PECLD foi de R$ 120 milhões no trimestre, +R$ 16 milhões vs. 4T21 e de R$ 505 milhões em 2022, maior em R$ 155 milhões vs. 2021. Desconsiderando os R$ 62 milhões positivos da Neoenergia Brasília no 2T21, a variação seria de R$ 93 milhões no ano. Vale destacar que a Neoenergia encerrou o ano com uma arrecadação consolidada de 99,55%, o que denota o controle da adimplência.

No 4T22 foi registrado -R$ 201 milhões de ajuste a valor justo referente as hidrelétricas de Teles Pires e Baguari, no âmbito da operação de permuta de ativos com a Eletrobrás. Cabe ressaltar que, no *closing* da operação haverá um ajuste de valor positivo referente a hidrelétrica de Dardanelos, que será contabilizado no exercício de 2023, com efeito líquido positivo para Companhia. No 4T21 vale destacar o impacto negativo de -R$ 482 milhões referente ao ajuste a valor justo de Belo Monte, pela decisão de desinvestimento no ativo. Dessa forma, os saldos dos investimentos em Belo Monte, Teles Pires e Baguari foram transferidos para a rubrica "Ativos não circulantes mantidos para venda".

Como resultado dos efeitos apresentados, o EBITDA foi de R$ 2.835 milhões no 4T22 e de R$ 11.582 milhões em 2022 (+18% vs. 4T21 e 2021). Já o EBITDA Ajustado foi de R$ 2.485 milhões no 4T22 (+16% vs. 4T21) e R$ 9.684 milhões em 2022 (+32% vs. 2021).

O Resultado Financeiro Consolidado foi de -R$ 947 milhões no 4T22, -R$ 38 milhões vs. 4T21 e de -R$ 3.800 milhões, -R$ 1.517 milhões vs. 2022. Essa variação é explicada, principalmente, pela maior despesa com encargos de dívida, maior CDI, além do aumento do saldo médio da dívida devido às captações direcionadas para Capex de novos projetos de transmissão, eólico e solar, além das Distribuidoras.

O lucro líquido encerrou o trimestre em R$ 936 milhões (+47% vs. 4T21) e o ano em R$ 4.718 milhões (+20% vs. 2021). Vale destacar o impacto positivo da baixa do passivo diferido, decorrente da incorporação da Bahia PCH III pela Neoenergia Brasília, no montante de R$ 678 milhões no 3T22.

5.2. Redes

O resultado do segmento de Redes contempla o desempenho tanto das distribuidoras como dos ativos de transmissão.

DRE REDES (R$ MM)	4T22	4T21	Variação R$	Variação %	2022	2021	Variação R$	Variação %
Receita Líquida	10.475	11.024	(549)	(5%)	39.218	39.678	(460)	(1%)
Custos Com Energia	(7.233)	(7.991)	758	(9%)	(26.908)	(29.162)	2.254	(8%)
Margem Bruta s/ VNR	**3.242**	**3.033**	**209**	**7%**	**12.310**	**10.516**	**1.794**	**17%**
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	429	424	5	1%	1.339	1.579	(240)	(15%)
Margem Bruta	**3.671**	**3.457**	**214**	**6%**	**13.649**	**12.095**	**1.554**	**13%**
Despesa Operacional	(889)	(810)	(79)	10%	(3.243)	(2.854)	(389)	14%
PECLD	(119)	(103)	(16)	16%	(500)	(349)	(151)	43%
EBITDA	**2.663**	**2.544**	**119**	**5%**	**9.906**	**8.892**	**1.014**	**11%**
Depreciação	(471)	(398)	(73)	18%	(1.695)	(1.515)	(180)	12%
Resultado Financeiro	(857)	(751)	(106)	14%	(3.146)	(1.850)	(1.296)	70%
IR CS	(281)	(260)	(21)	8%	(477)	(1.303)	826	(63%)
LUCRO LÍQUIDO	**1.054**	**1.135**	**(81)**	**(7%)**	**4.588**	**4.224**	**364**	**9%**

O segmento de Redes encerrou o 4T22 com Margem Bruta sem VNR de R$ 3.242 milhões, +7% vs. 4T21, impactada pelos efeitos: (i) dos Reajustes Tarifários de 2022 de Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco e Neoenergia Cosern vigentes a partir do final de abril/22 (variação da parcela B: +14,14%, +14,82% e +14,75% respectivamente), da Neoenergia Elektro, vigente a partir do final de agosto/22 (variação da parcela B: +9,32%) e da Neoenergia Brasília, vigente a partir do início de novembro/22 (variação da parcela B: + 5,2%); e (ii) da Revisão Tarifária de 2021 de Neoenergia Brasília (+11,10%);

No ano, a Margem Bruta sem VNR foi de R$ 12.310 milhões (+17% vs. 2021), explicado pelos mesmos efeitos do trimestre, além dos Reajustes Tarifários de 2021 de Neoenergia Coelba, Neoenergia Cosern e Neoenergia Elektro (variação da parcela B: +29,90%, +30,63% e +32,49% respectivamente) e das Revisões Tarifárias de 2021 de Neoenergia Pernambuco (+8,99%) e Neoenergia Brasília (+11,10%).

As despesas operacionais somaram R$ 889 milhões no 4T22, +10% vs. 4T21 e R$ 3.243 milhões em 2022 (+14% vs. 2021). Normalizando o efeito de Neoenergia Brasília em janeiro e fevereiro de 2021, e dos novos negócios (entrada em operação dos projetos de transmissão de Santa Luzia, Jalapão, além do quatro e quinto trechos de Dourados) em 2022, a variação no ano é de +11%.

A PECLD foi de R$ 119 milhões no trimestre, +R$ 16 milhões vs. 4T21 e de R$ 500 milhões em 2022, maior em R$ 151 milhões vs. 2021. Desconsiderando os R$ 62 milhões positivos da Neoenergia Brasília no 2T21, a variação seria de R$ 89 milhões no ano. Vale destacar que as distribuidoras da Neoenergia encerraram o ano com uma arrecadação consolidada de 99,55%, o que denota o controle da adimplência.

Como resultado dos efeitos apresentados, o EBITDA foi de R$ 2.663 milhões no 4T22 (+5% vs. 4T21) e de R$ 9.906 milhões em 2022 (+11% vs. 2021). Já o EBITDA Ajustado foi de R$ 2.112 milhões no 4T22 (+18% vs. 4T21) e R$ 7.807 milhões em 2022 (+28% vs. 2021).

O lucro líquido encerrou o trimestre em R$ 1.054 milhões (-7% vs. 4T21) e o ano em R$ 4.588 milhões (+9% vs. 2021). Vale destacar o impacto positivo da baixa do passivo diferido, decorrente da incorporação da Bahia PCH III pela Neoenergia Brasília, no montante de R$ 678 milhões no 3T22.

DRE TRANSMISSÃO (R$ MM)	4T22	4T21	Variação R$	Variação %	2022	2021	Variação R$	Variação %
Receita Líquida	**1.358**	**1.146**	**212**	**18%**	**3.895**	**3.562**	**333**	**9%**
Custos de Construção	(1.101)	(728)	(373)	51%	(2.620)	(2.118)	(502)	24%
Margem Bruta	**257**	**418**	**(161)**	**(39%)**	**1.275**	**1.444**	**(169)**	**(12%)**
Despesa Operacional	(44)	(32)	(12)	38%	(152)	(81)	(71)	88%
Contencioso	-	7	(7)	(100%)	(1)	6	(7)	N/A
EBITDA	**213**	**393**	**(180)**	**(46%)**	**1.122**	**1.369**	**(247)**	**(18%)**
Depreciação	(3)	-	(3)	N/A	(3)	-	(3)	-
Resultado Financeiro	(90)	(108)	18	(17%)	(391)	(336)	(55)	16%
IR CS	(43)	(58)	15	(26%)	(224)	(296)	72	(24%)
LUCRO LÍQUIDO	**77**	**227**	**(150)**	**(66%)**	**504**	**737**	**(233)**	**(32%)**
IFRS15	122	335	(213)	(64%)	760	1.209	(449)	(37%)

As transmissoras apresentaram Margem Bruta de R$ 257 milhões no trimestre (-39% vs. 4T21) e de R$ 1.275 milhões no ano (-12% vs. 2021), explicada pela menor atualização da inflação da RAP realizada anualmente no modelo de cálculo do ativo contratual entre os períodos comparados.

As despesas operacionais somaram R$ 44 milhões no 4T22, +R$ 12 milhões acima do valor de 4T21, em decorrência da entrada em operação dos lotes do leilão de 2017. No ano, as despesas somaram R$ 152 milhões (+R$ 71 milhões vs. 2021), pelos mesmos motivos do trimestre e de R$ 12 milhões de gasto pontual, relativo a estudos para o leilão de junho de 2022.

O EBITDA de transmissão encerrou o trimestre em R$ 213 milhões (-46% vs. 4T21) e 2022 em R$ 1.122 milhões (-18% vs. 2021). Já o EBITDA Ajustado (ex-IFRS 15) do trimestre foi de R$ 91 milhões (+57% vs. 4T21) e de R$ 362 milhões em 2022 (+126% vs. 2021), fruto das entregas dos lotes de abril e dezembro de 2017.

Já o Lucro Líquido foi de R$ 77 milhões no 4T22 (-R$ 150 milhões vs. 4T21) e de R$ 504 milhões em 2022 (-R$ 233 milhões vs. 2021).

5.2.1. NEOENERGIA COELBA

DRE (R$ MM)	4T22	4T21	Variação R$	Variação %	2022	2021	Variação R$	Variação %
Receita Líquida	3.225	3.516	(291)	(8%)	13.212	13.367	(155)	(1%)
Custos com Energia	(1.980)	(2.430)	450	(19%)	(8.372)	(9.313)	941	(10%)
Margem Bruta s/ VNR	1.245	1.086	159	15%	4.840	4.054	786	19%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	176	225	(49)	(22%)	610	748	(138)	(18%)
Margem Bruta	**1.421**	**1.311**	**110**	**8%**	**5.450**	**4.802**	**648**	**13%**
Despesa Operacional	(355)	(303)	(52)	17%	(1.304)	(1.170)	(134)	11%
PECLD	(44)	(38)	(6)	16%	(190)	(155)	(35)	23%
EBITDA	**1.022**	**970**	**52**	**5%**	**3.956**	**3.477**	**479**	**14%**
Depreciação	(205)	(172)	(33)	19%	(754)	(659)	(95)	14%
Resultado Financeiro	(361)	(293)	(68)	23%	(1.315)	(757)	(558)	74%
IR CS	(69)	(74)	5	(7%)	(320)	(392)	72	(18%)
LUCRO LÍQUIDO	**387**	**431**	**(44)**	**(10%)**	**1.567**	**1.669**	**(102)**	**(6%)**

A Neoenergia Coelba encerrou 4T22 com Margem Bruta de R$ 1.421 milhões (+8% vs. 4T21) impactada pela variação da parcela B de +14,14% em abril/22. No ano, a Margem Bruta ficou em R$ 5.450 milhões, (+13% vs. 2021), em razão também da variação da parcela B de +14,14% em abril/22 e de +29,9% em abril/21, além do aumento da base de clientes.

As despesas operacionais foram de R$ 355 milhões no 4T22 (+17% vs. 4T21) e de R$ 1.304 milhões em 2022 (+11% vs. 2021).

No trimestre, a PECLD foi de R$ 44 milhões (+R$ 6 milhões vs. 4T21) e no ano foi de R$ 190 milhões (+R$ 35 milhões vs. 2021). Quando analisamos o indicador de inadimplência (PECLD/ROB) no 4T22, ele encerrou em 1,28%, abaixo do patamar do 3T22 de 1,33% e do limite regulatório de 1,62%.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA foi de R$ 1.022 milhões no 4T22 (+5% vs. 4T21) e de R$ 3.956 milhões em 2022 (+14% vs. 2021). O EBITDA Ajustado (ex-VNR) no 4T22 foi de R$ 846 milhões, +14% vs. 4T21 e no ano foi de R$ 3.346 milhões, +23% vs. 2021.

Já o Lucro Líquido foi de R$ 387 milhões no 4T22, -10% vs. 4T21 e de R$ 1.567 milhões em 2022, -6% vs. 2021, impactado pela piora no resultado financeiro, em virtude do aumento do CDI e seu reflexo nos encargos de dívida.

5.2.2. NEOENERGIA PERNAMBUCO

DRE (R$ MM)	4T22	4T21	Variação R$	Variação %	2022	2021	Variação R$	Variação %
Receita Líquida	2.038	2.075	(37)	(2%)	7.602	7.998	(396)	(5%)
Custos com Energia	(1.451)	(1.629)	178	(11%)	(5.585)	(6.280)	695	(11%)
Margem Bruta s/ VNR	587	446	141	32%	2.017	1.718	299	17%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	56	91	(35)	(38%)	199	406	(207)	(51%)
Margem Bruta	**643**	**537**	**106**	**20%**	**2.216**	**2.124**	**92**	**4%**
Despesa Operacional	(173)	(195)	22	(11%)	(708)	(670)	(38)	6%
PECLD	(33)	(47)	14	(30%)	(177)	(167)	(10)	6%
EBITDA	**437**	**295**	**142**	**48%**	**1.331**	**1.287**	**44**	**3%**
Depreciação	(95)	(93)	(2)	2%	(361)	(342)	(19)	6%
Resultado Financeiro	(215)	(176)	(39)	22%	(747)	(439)	(308)	70%
IR CS	(30)	(3)	(27)	900%	(66)	(130)	64	(49%)
LUCRO LÍQUIDO	**97**	**23**	**74**	**322%**	**157**	**376**	**(219)**	**(58%)**

A Neoenergia Pernambuco encerrou o 4T22 com Margem Bruta de R$ 643 milhões (+20% vs. 4T21), impulsionada pela variação da parcela B de +14,82% em abril/22. No ano, a Margem Bruta foi de R$ 2.216 milhões (+4% vs. 2021), impulsionada pela variação da parcela B de +14,82% em abril/22 e pela revisão tarifária de abril de 2021, além do aumento da base de clientes.

As despesas operacionais contabilizaram R$ 173 milhões no 4T22 (-11% vs. 4T21) e R$ 708 milhões em 2022 (+6% vs. 2021), em linha com a inflação, absorvendo o crescimento de clientes e o maior *headcount*, confirmando a disciplina de custos e a busca por eficiências.

No trimestre, a PECLD totalizou R$ 33 milhões, R$ 14 milhões abaixo do mesmo período do ano anterior. Já em 2022 foi de R$ 177 milhões, R$ 10 milhões acima de 2021. Vale destacar que o indicador de inadimplência (PECLD/ROB) encerrou o 4T22 em 1,70%, próximo ao limite regulatório de 1,67% e a arrecadação em 99,70%, o que denota o controle da adimplência.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no trimestre foi de R$ 437 milhões, incremento de 48% vs. 4T21 e de R$ 1.331 milhões em 2022, +3% vs. 2021. O EBITDA Ajustado (ex-VNR) no 4T22 foi de R$ 381 milhões, +87% vs. 4T21 e no ano foi de R$ 1.132 milhões, +28% vs. 2021.

O Lucro Líquido foi de R$ 97 milhões no 4T22 (+R$ 74 milhões vs. 4T21) e de R$ 157 milhões em 2022 (-R$ 219 milhões vs. 2021).

5.2.3. NEOENERGIA COSERN

DRE (R$ MM)	4T22	4T21	Variação R$	Variação %	2022	2021	Variação R$	Variação %
Receita Líquida	817	894	(77)	(9%)	3.277	3.414	(137)	(4%)
Custos com Energia	(512)	(621)	109	(18%)	(2.167)	(2.464)	297	(12%)
Margem Bruta s/VNR	305	273	32	12%	1.110	950	160	17%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	136	44	92	209%	207	152	55	36%
Margem Bruta	**441**	**317**	**124**	**39%**	**1.317**	**1.102**	**215**	**20%**
Despesa Operacional	(67)	(72)	5	(7%)	(254)	(244)	(10)	4%
PECLD	(4)	(3)	(1)	33%	(12)	(7)	(5)	71%
EBITDA	**370**	**242**	**128**	**53%**	**1.051**	**851**	**200**	**24%**
Depreciação	(42)	(36)	(6)	17%	(150)	(131)	(19)	15%
Resultado Financeiro	(60)	(34)	(26)	76%	(180)	(69)	(111)	161%
IR CS	(64)	(26)	(38)	146%	(140)	(118)	(22)	19%
LUCRO LÍQUIDO	**204**	**146**	**58**	**40%**	**581**	**533**	**48**	**9%**

A Neoenergia Cosern encerrou o 4T22 com Margem Bruta de R$ 441 milhões, +39% vs. 4T21, reflexo da variação da parcela B de +14,75% do reajuste de abril/22 e maior VNR, impactado pelo aumento da Base de Remuneração Líquida (BRR). No ano, a Margem Bruta foi de R$ 1.317 milhões, +20% acima do apurado em 2021, em razão da variação da parcela B de +14,75% em abril/22 e de +30,63% em abril/21, além do aumento da base de clientes e VNR.

As despesas operacionais contabilizaram R$ 67 milhões no 4T22 (-7% vs. 4T21) e R$ 254 milhões em 2022 (+4% vs. 2021), abaixo da inflação, absorvendo o crescimento da base de clientes e confirmando a contínua busca por eficiências.

A PECLD totalizou R$ 4 milhões no 4T22 (+R$ 1 milhão vs. 4T21) e em 2022 foi de R$ 12 milhões (+R$ 5 milhões vs. 2021). Quando analisamos o indicador de inadimplência (PECLD/ROB), o ano encerrou em 0,32%, abaixo do limite regulatório de 0,57%.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no 4T22 foi de R$ 370 milhões, incremento de +53% vs. 4T21 e em 2022 foi de R$ 1.051 milhões, +24% acima de 2021. O EBITDA Ajustado (ex-VNR) no 4T22 foi de R$ 234 milhões, +18% vs. 4T21 e no ano foi de R$ 844 milhões, +21% vs. 2021.

O Lucro Líquido foi de R$ 204 milhões no 4T22 (+40% vs. 4T21) e de R$ 581 milhões no ano (+9% vs. 2021).

5.2.4. NEOENERGIA ELEKTRO

DRE (R$ MM)	4T22	4T21	Variação R$	Variação %	2022	2021	Variação R$	Variação %
Receita Líquida	2.103	2.269	(166)	(7%)	7.916	8.117	(201)	(2%)
Custos com Energia	(1.470)	(1.609)	139	(9%)	(5.449)	(6.096)	647	(11%)
Margem Bruta s/ VNR	633	660	(27)	(4%)	2.467	2.021	446	22%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	57	85	(28)	(33%)	313	281	32	11%
Margem Bruta	**690**	**745**	**(55)**	**(7%)**	**2.780**	**2.302**	**478**	**21%**
Despesa Operacional	(173)	(138)	(35)	25%	(592)	(514)	(78)	15%
PECLD	(30)	(30)	-	-	(89)	(90)	1	(1%)
EBITDA	**487**	**577**	**(90)**	**(16%)**	**2.099**	**1.698**	**401**	**24%**
Depreciação	(82)	(73)	(9)	12%	(311)	(297)	(14)	5%
Resultado Financeiro	(124)	(119)	(5)	4%	(406)	(244)	(162)	66%
IR CS	(74)	(99)	25	(25%)	(396)	(335)	(61)	18%
LUCRO LÍQUIDO	**207**	**286**	**(79)**	**(28%)**	**986**	**822**	**164**	**20%**

A Neoenergia Elektro encerrou o 4T22 com Margem Bruta de R$ 690 milhões (-7% vs. 4T21) impactada por um menor volume e uma pontual sobrecontratação, além do menor VNR no período. Já no ano, a Margem Bruta foi de R$ 2.780 milhões (+21% vs. 2021), impulsionada pela variação da parcela B de +32,49% em agosto/21 e de +9,32% em agosto/22 e aumento da base de clientes, além do maior VNR.

As despesas operacionais contabilizaram R$ 173 milhões no 4T22 (+25% vs. 4T21), por gastos pontuais em contencioso, treinamentos e multas, e R$ 592 milhões em 2022 (+15% vs. 2021).

No trimestre, a PECLD totalizou R$ 30 milhões, em linha com o 4T21, e no ano contabilizou R$ 89 milhões, +1% vs. 2021, fruto das ações de cobrança e das renegociações de dívidas.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA foi de R$ 487 milhões no trimestre (-16% vs. 4T21) e de R$ 2.099 milhões no ano (+24% vs. 2021). Já o EBITDA Ajustado (ex- VNR) no trimestre foi de R$ 430 milhões, -13% vs. 4T21, e de R$ 1.786 milhões em 2022, +26% vs. 2021.

O Lucro Líquido foi de R$ 207 milhões no 4T22 (-28% vs. 4T21) e de R$ 986 milhões em 2022 (+20% vs. 2021).

5.2.5. NEOENERGIA BRASÍLIA

DRE (R$ MM)	4T22	4T21	Variação R$	Variação %	2022	2021	Variação R$	Variação %
Receita Líquida	943	1.109	(166)	(15%)	3.345	3.245	100	3%
Custos com Energia	(717)	(975)	258	(26%)	(2.715)	(2.891)	176	(6%)
Margem Bruta s/ VNR	226	134	92	69%	630	354	276	78%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	2	(19)	21	(111%)	9	(7)	16	N/A
Margem Bruta	**228**	**115**	**113**	**98%**	**639**	**347**	**292**	**84%**
Despesa Operacional	(82)	(86)	4	(5%)	(257)	(227)	(30)	13%
PECLD	(8)	13	(21)	(162%)	(32)	69	(101)	N/A
EBITDA	**138**	**41**	**97**	**237%**	**350**	**189**	**161**	**85%**
Depreciação	(45)	(16)	(29)	181%	(103)	(51)	(52)	102%
Resultado Financeiro	(8)	(17)	9	(53%)	(105)	-	(105)	-
IR CS	(1)	(3)	2	(67%)	654	(48)	702	N/A
LUCRO LÍQUIDO	**84**	**5**	**79**	**1.580%**	**796**	**90**	**706**	**784%**

A Neoenergia Brasília foi incorporada ao Grupo em 02 de março de 2021 e a partir desta data os resultados foram 100% consolidados. Os dados de 2021 refletem o resultado a partir da sua incorporação.

A Neoenergia Brasília encerrou o 4T22 com Margem Bruta de R$ 228 milhões (+102% vs. 4T21) e de R$ 639 milhões no ano (+84% vs. 2021), em razão, principalmente, do aumento médio de 11,1% da revisão tarifária de outubro/21, do reajuste tarifário de novembro/22 (variação da parcela B: + 5,2%), pelo incremento da base de clientes e dois meses a mais de consolidação.

As despesas operacionais contabilizaram R$ 82 milhões no trimestre (-4% vs. 4T21) e R$ 257 milhões no ano (+13% vs. 2021). Normalizando o efeito de consolidação em janeiro e fevereiro de 2021, a variação no ano é de -9%, reflexo do turnaround realizado que proporcionou ganhos de eficiência por fazer parte do Grupo Neoenergia.

No trimestre, a PECLD foi de R$ 8 milhões, R$ 21 milhões acima do 4T21 e de R$ 32 milhões em 2022, acima em R$ 101 milhões vs. 2021, explicada por reversões ocorridas no ano anterior em função da adequação da metodologia já praticada pelo grupo Neoenergia. Vale destacar que anteriormente, a CEB-D tinha uma política de provisionar uma elevada parcela do saldo devedor não pago, haja vista que ficou praticamente um ano sem ações de cobrança, a adequação à metodologia da Neoenergia permitiu os atuais patamares de PECLD. Importante ressaltar que a Companhia encerrou o ano com o indicador de inadimplência (PECLD/ROB) em 0,55%, ficando enquadrado no limite regulatório de 0,56%.

O EBITDA no trimestre foi de R$ 138 milhões (+237% vs. 4T21) e em 2022 foi de R$ 350 milhões, (+85% vs. 2021). O EBITDA Ajustado (ex-VNR) foi de R$ 136 milhões no 4T22 (+127% vs. 4T21) e R$ 341 milhões em 2022 (+74% vs. 2021), superando o plano de negócios de aquisição.

O resultado do IR/CS do ano foi de + R$ 654 milhões, vs. -R$ 48 milhões em 2021, devido à baixa do saldo não amortizado do passivo fiscal diferido no montante de R$ 656 milhões e à constituição de ativo fiscal diferido referente à parcela amortizada do ágio pela Bahia PCH III no montante de R$ 22 milhões, totalizando o reconhecimento do efeito positivo de R$ 678 milhões com a efetivação da incorporação da Bahia PCH III pela Neoenergia Brasília consequentemente a transferência do controle societário direto da Neoenergia Brasília para a Neoenergia S.A.

O Lucro Líquido no 4T22 foi de R$ 84 milhões (+R$ 79 milhões vs. 4T21) e de R$ 796 milhões em 2022 (+R$ 706 milhões vs. 2021).

5.3. Renováveis

O resultado do segmento de Renováveis contempla o desempenho dos parques eólicos e usinas hidrelétricas do Grupo Neoenergia.

DRE RENOVÁVEIS (R$ MM)	4T22	4T21	Variação R$	Variação %	2022	2021	Variação R$	Variação %
Receita Líquida	463	314	149	47%	1.747	1.154	593	51%
Custos com Energia	(79)	(36)	(43)	119%	(331)	12	(343)	(2858%)
MARGEM BRUTA	**384**	**278**	**106**	**38%**	**1.416**	**1.166**	**250**	**21%**
Despesa Operacional	(98)	(83)	(15)	18%	(286)	(231)	(55)	24%
Aj. a valor justo	(201)	(482)	281	(58%)	(201)	(482)	281	(58%)
(+) Equivalência Patrimonial	17	(1)	18	N/A	19	68	(49)	(72%)
EBITDA	**102**	**(288)**	**390**	**N/A**	**948**	**521**	**427**	**82%**
Depreciação	(82)	(59)	(23)	39%	(282)	(208)	(74)	36%
Resultado Financeiro	(42)	(50)	8	(16%)	(221)	(164)	(57)	35%
IR/CS	(25)	(21)	(4)	19%	(131)	(124)	(7)	6%
LUCRO LÍQUIDO	**(47)**	**(418)**	**371**	**(89%)**	**314**	**25**	**289**	**1156%**

DRE HIDROS (R$ MM)	4T22	4T21	Variação R$	Variação %	2022	2021	Variação R$	Variação %
Receita Líquida	148	147	1	1%	604	558	46	8%
Custos com Energia	(23)	(22)	(1)	5%	(89)	67	(156)	(233%)
MARGEM BRUTA	**125**	**125**	**-**	**-**	**515**	**625**	**(110)**	**(18%)**
Despesa Operacional	(32)	(32)	-	-	(116)	(97)	(19)	20%
Aj. a valor justo	(201)	(482)	281	(58%)	(201)	(482)	281	(58%)
(+) Equivalência Patrimonial	17	(1)	18	N/A	19	68	(49)	(72%)
EBITDA	**(91)**	**(390)**	**299**	**(77%)**	**217**	**114**	**103**	**90%**
Depreciação	(22)	(21)	(1)	5%	(86)	(86)	-	-
Resultado Financeiro	(15)	(15)	-	-	(51)	(66)	15	(23%)
IR/CS	(5)	(9)	4	(44%)	(57)	(104)	47	(45%)
LUCRO LÍQUIDO	**(133)**	**(435)**	**302**	**(69%)**	**23**	**(142)**	**165**	**N/A**

DRE ÉOLICAS (R$ MM)	4T22	4T21	Variação R$	Variação %	2022	2021	Variação R$	Variação %
Receita Líquida	308	167	141	84%	1.136	596	540	91%
Custos com Energia	(53)	(14)	(39)	279%	(239)	(55)	(184)	335%
MARGEM BRUTA	**255**	**153**	**102**	**67%**	**897**	**541**	**356**	**66%**
Despesa Operacional	(65)	(51)	(14)	27%	(169)	(134)	(35)	26%
EBITDA	**190**	**102**	**88**	**86%**	**728**	**407**	**321**	**79%**
Depreciação	(56)	(38)	(18)	47%	(192)	(122)	(70)	57%
Resultado Financeiro	(26)	(35)	9	(26%)	(169)	(98)	(71)	72%
IR/CS	(20)	(12)	(8)	67%	(74)	(20)	(54)	270%
LUCRO LÍQUIDO	**88**	**17**	**71**	**418%**	**293**	**167**	**126**	**75%**

DRE SOLAR (R$ MM)	4T22	4T21	Variação R$	Variação %	2022	2021	Variação R$	Variação %
Receita Líquida	7	-	7	-	7	-	7	-
Custos com Energia	(3)	-	(3)	-	(3)	-	(3)	-
MARGEM BRUTA	**4**	**-**	**4**	**-**	**4**	**-**	**4**	**-**
Despesa Operacional	(1)	-	(1)	-	(1)	-	(1)	-
EBITDA	**3**	**-**	**3**	**-**	**3**	**-**	**3**	**-**
Depreciação	(4)	-	(4)	-	(4)	-	(4)	-
Resultado Financeiro	(1)	-	(1)	-	(1)	-	(1)	-
LUCRO LÍQUIDO	**(2)**	**-**	**(2)**	**-**	**(2)**	**-**	**(2)**	**-**

O segmento Renováveis encerrou o 4T22 com margem bruta de R$ 384 milhões (+R$ 106 milhões vs. 4T21) impactada positivamente pelas eólicas (+R$ 102 milhões vs. 4T21), em função da maior eolicidade no trimestre e da entrada em operação comercial parcial no 3T22 do Complexo Eólico de Oitis e do Complexo Solar Luzia, além de geração plena de Chafariz.

No ano, a margem bruta do segmento foi R$ 1.416 milhões (+21% vs. 2021), impactada em +R$ 360 milhões pelos negócios de eólicas e solar, pelos mesmos motivos do trimestre, que compensaram a menor margem das hidros (-R$110 milhões vs. 2021), explicado pelo efeito não recorrente da repactuação do GSF de Itapebi (-R$ 130 milhões), Baguari (-R$ 18 milhões) e Corumbá (-R$ 14 milhões) em 2021. Sem este efeito, a margem do segmento de renováveis cresceria 41%.

As despesas operacionais encerraram o 4T22 em R$ 98 milhões (+18% vs. 4T21), principalmente, em função da entrada em operação comercial parcial no 3T22 do Complexo Eólico de Oitis e do Complexo Solar Luzia, além de Chafariz no final de 2021. No ano, somaram R$ 286 milhões (+24% vs. 2021), pelos mesmos motivos supracitados. Desconsiderando os novos negócios, a variação seria de +10% no ano.

No 4T22 foi registrado -R$ 201 milhões de ajuste a valor justo referente as hidrelétricas de Teles Pires e Baguari, no âmbito da operação de permuta de ativos com a Eletrobrás. Cabe ressaltar que, no *closing* da operação haverá um ajuste de valor positivo referente a hidrelétrica de Dardanelos, que será contabilizado no exercício de 2023, com efeito líquido positivo para Companhia. No 4T21 vale destacar o impacto negativo de -R$ 482 milhões referente ao ajuste a valor justo de Belo Monte, pela decisão de desinvestimento no ativo. Dessa forma, os saldos dos investimentos em Belo Monte, Teles Pires e Baguari foram transferidos para a rubrica "Ativos não circulantes mantidos para venda".

A equivalência patrimonial no trimestre foi de R$ 17 milhões (+R$ 18 milhões vs. 4T21) e no ano de R$ 19 milhões (-R$ 49 milhões vs. 2021), explicada, principalmente, pela repactuação do GSF de Teles Pires, Belo Monte e Dardanelos no valor de R$ 58 milhões no ano de 2021.

Por esses efeitos, o EBITDA do segmento de Renováveis no trimestre foi de R$ 102 milhões (+R$ 390 milhões vs. 4T21) e de R$ 948 milhões no ano (+R$ 427 milhões vs. 2021). Desconsiderando o efeito do GSF em 2021 e o ajuste a valor justo de Teles Pires e Baguari em 2022 e de Belo Monte em 2021, estas variações seriam de +R$ 109 milhões no trimestre (+56%) e +R$ 368 milhões (+47%) no ano.

O Resultado registrado no 4T22 foi de -R$ 47 milhões (+R$ 371 milhões vs. 4T21) e no ano foi de R$ 314 milhões (+R$ 289 milhões vs. 2021).

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 16/02/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link

https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/02/16/NEOENERGIA1567776416022023.pdf

Hash:1676504773041857c75ab541819dd786e001b9a3c4

5.4. Liberalizado

DRE LIBERALIZADO (R$ MM)	4T22	4T21	Variação R$	Variação %	2022	2021	Variação R$	Variação %
Receita Líquida	857	709	148	21%	3.314	2.776	538	19%
Custos com Energia	(642)	(429)	(213)	50%	(2.132)	(1.893)	(239)	13%
Margem Bruta	**215**	**280**	**(65)**	**(23%)**	**1.182**	**883**	**299**	**34%**
Despesa Operacional	(51)	(69)	18	(26%)	(166)	(217)	51	(24%)
PECLD	(1)	(1)	-	-	(5)	(1)	(4)	400%
EBITDA	**163**	**210**	**(47)**	**(22%)**	**1.011**	**665**	**346**	**52%**
Depreciação	(15)	(17)	2	(12%)	(67)	(64)	(3)	5%
Resultado Financeiro	(13)	(18)	5	(28%)	(105)	(66)	(39)	59%
IR CS	(10)	(20)	10	(50%)	(125)	(83)	(42)	51%
LUCRO LÍQUIDO	**125**	**155**	**(30)**	**(19%)**	**714**	**452**	**262**	**58%**

DRE TERMOPERNAMBUCO (R$ MM)	4T22	4T21	Variação R$	Variação %	2022	2021	Variação R$	Variação %
Receita Líquida	414	411	3	1%	1.586	1.503	83	6%
Custos com Energia	(236)	(159)	(77)	48%	(506)	(703)	197	(28%)
Margem Bruta	**178**	**252**	**(74)**	**(29%)**	**1.080**	**800**	**280**	**35%**
Despesa Operacional	(32)	(53)	21	(40%)	(104)	(171)	67	(39%)
EBITDA	**146**	**199**	**(53)**	**(27%)**	**976**	**629**	**347**	**55%**
Depreciação	(15)	(17)	2	(12%)	(65)	(63)	(2)	3%
Resultado Financeiro	(17)	(19)	2	(11%)	(112)	(60)	(52)	87%
IR CS	(14)	(21)	7	(33%)	(122)	(78)	(44)	56%
LUCRO LÍQUIDO	**100**	**142**	**(42)**	**(30%)**	**677**	**428**	**249**	**58%**

DRE COMERCIALIZAÇÃO (R$ MM)	4T22	4T21	Variação R$	Variação %	2022	2021	Variação R$	Variação %
Receita Líquida	429	295	134	45%	1.707	1.260	447	35%
Custos com Energia	(400)	(268)	(132)	49%	(1.605)	(1.178)	(427)	36%
Margem Bruta	**29**	**27**	**2**	**7%**	**102**	**82**	**20**	**24%**
Despesa Operacional	(11)	(16)	5	(31%)	(62)	(46)	(16)	35%
PECLD	(1)	(1)	-	-	(5)	(1)	(4)	400%
EBITDA	**17**	**10**	**7**	**70%**	**35**	**35**	**-**	**-**
Depreciação	(1)	-	(1)	N/A	(2)	(1)	(1)	100%
Resultado Financeiro	4	1	3	300%	7	(6)	13	N/A
IR CS	4	1	3	300%	(3)	(5)	2	(40%)
LUCRO LÍQUIDO	**24**	**12**	**12**	**100%**	**37**	**23**	**14**	**61%**

O segmento Liberalizado consolidou margem bruta de R$ 215 milhões no 4T22 (-R$ 65 milhões vs. 4T21). Já no ano, foi de R$ 1.182 milhões (+299 milhões vs. 2021), impactada pela maior margem de Termopernambuco (+R$ 280 milhões vs. 2021), explicado, principalmente, pelo impacto do reajuste tarifário (dolarizado) e pela compra de energia a um menor PLD. A comercializadora contribuiu com R$ 29 milhões de margem bruta no trimestre (+R$ 2 milhões vs. 4T21) e R$ 102 milhões no ano (+R$ 20 milhões vs. 2021).
As despesas operacionais foram de R$ 51 milhões no 4T22 (-R$ 18 milhões vs. 4T21) e no ano de R$ 166 milhões, -R$ 51 milhões em relação a 2021, devido não operação de Termopernambuco no ano.
Como resultado dessas variações, o EBITDA de Liberalizado foi de R$ 163 milhões no 4T22 (-R$47 milhões vs. 4T21) e de R$ 1.011 milhões em 2022 (+R$ 346 milhões vs. 2021).
Já o lucro líquido foi de R$ 125 milhões no trimestre (-R$ 30 milhões vs. 4T21) e de R$ 714 milhões em 2022 (+R$ 262 milhões vs. 2021).

6. EBITDA (LAJIDA)

Resolução CVM nº 156/22 demonstramos no quadro abaixo a conciliação do EBITDA (sigla em inglês para Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização, LAJIDA) e, complementamos que os cálculos apresentados estão alinhados com os critérios dessa mesma resolução:

EBITDA (R$ MM)	4T22	4T21	Variação R$	Variação %	2022	2021	Variação R$	Variação %
Lucro líquido do período (A)	936	635	301	47%	4.718	3.925	793	20%
Lucro Atribuído aos minoritários (B)	(18)	(26)	8	(31%)	(69)	(141)	72	(51%)
Despesas financeiras (C)	(1.100)	(1.015)	(85)	8%	(4.339)	(2.934)	(1.405)	48%
Receitas financeiras (D)	362	194	168	87%	1.548	755	793	105%
Outros resultados financeiros, líquidos (E)	(209)	(88)	(121)	138%	(1.009)	(104)	(905)	870%
Imposto de renda e contribuição social (F)	(323)	(310)	(13)	4%	(752)	(1.523)	771	(51%)
Depreciação e Amortização (G)	(611)	(531)	(80)	15%	(2.243)	(1.984)	(259)	13%
EBITDA = (A-(B+C+D+E+F+G))	**2.835**	**2.411**	**424**	**18%**	**11.582**	**9.856**	**1.726**	**18%**
Ativo Financeiro da Concessões - VNR (H)	429	424	5	1%	1.339	1.579	(240)	(15%)
IFRS 15 (I)	122	335	(213)	(64%)	760	1.209	(449)	(37%)
GSF (J)	-	-	-	-	-	222	(222)	(100%)
Troca de Ativos / Aj. Belo Monte (K)	(201)	(482)	281	(58%)	(201)	(482)	281	(58%)
EBITDA Ajustado = (EBITDA -(H+I+J+K))	**2.485**	**2.134**	**351**	**16%**	**9.684**	**7.328**	**2.356**	**32%**

7. RESULTADO FINANCEIRO

RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO (R$ MM)	4T22	4T21	Variação R$	Variação %	2022	2021	Variação R$	Variação %
Renda de aplicações financeiras	**225**	**85**	140	165%	**822**	**186**	636	342%
Encargos, variações monetárias e cambiais e Instrumentos financeiros derivativos de dívida	**(1.156)**	**(918)**	(238)	26%	**(4.692)**	**(2.417)**	(2.275)	94%
Outros resultados financeiros não relacionados a dívida	**(16)**	**(76)**	60	(79%)	**70**	**(52)**	122	(235%)
Juros, comissões e acréscimo moratório	41	72	(31)	(43%)	389	500	(111)	(22%)
Variações monetárias e cambiais - outros	82	5	77	1540%	39	(23)	62	(270%)
Atualização provisão para contingências / depósitos judiciais	(22)	(54)	32	(59%)	(110)	(196)	86	(44%)
Atualização do ativo / passivo financeiro setorial	77	31	46	148%	294	38	256	674%
Obrigações pós emprego	(19)	(23)	4	(17%)	(80)	(85)	5	(6%)
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(175)	(107)	(68)	64%	(462)	(286)	(176)	62%
Total	**(947)**	**(909)**	**(38)**	**4%**	**(3.800)**	**(2.283)**	**(1.517)**	**66%**

O Resultado Financeiro Consolidado foi de -R$ 947 milhões no 4T22, - R$ 38 milhões vs. 4T21, variação explicada, principalmente, pela maior despesa com encargos de dívida (+R$ 238 milhões), em razão do aumento de 26% no saldo médio da dívida devido às captações direcionadas para Capex de novos projetos de transmissão e eólicas, além das Distribuidoras. Adicionalmente, no período observamos aumento do CDI (57% do endividamento da companhia), o que foi parcialmente compensado pelo aumento da renda de aplicações financeiras (+R$ 140 milhões), decorrentes do aumento do rendimento médio e de 33% do valor aplicado. No ano, o Resultado Financeiro foi de -R$ 3.800 milhões, -R$ 1.517 milhões vs. 2022, pelos mesmos motivos do trimestre.

8. INVESTIMENTOS

O Capex da Neoenergia encerrou o ano em R$ 9,9 bilhões, conforme abaixo:

CAPEX Neoenergia (R$ milhões)	4T22	4T21	Δ %	2022	2021	Δ %
Redes	**2.520**	**1.863**	**35%**	**8.091**	**6.176**	**31%**
Distribuidoras	1.414	1.124	26%	5.458	3.917	39%
Transmissoras	1.106	739	50%	2.633	2.259	17%
Renováveis	**213**	**1.121**	**(81%)**	**1.736**	**3.106**	**(44%)**
Liberalizado	**39**	**30**	**27%**	**62**	**84**	**(27%)**
TOTAL	**2.774**	**3.016**	**(8%)**	**9.892**	**9.369**	**6%**

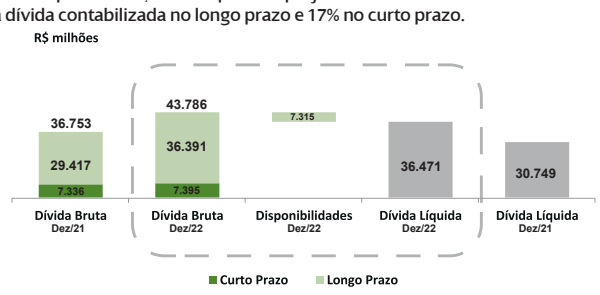
8.1. Redes
8.1.1. Distribuição
Em 2022, o Capex das distribuidoras foi de R$ 5,5 bilhões, dos quais R$ 3,2 bilhões foram destinados à expansão de redes. Segue abaixo tabela com a abertura do Capex por distribuidora.

INVESTIMENTOS REALIZADOS (valores em R$ MM)	Coelba	Pernambuco	Cosern	Elektro	Brasília	Consolidado 4T22	Consolidado 2022	
Expansão de Rede	**(472)**	**(140)**	**(52)**	**(154)**	**(25)**	**(844)**	**(3.232)**	**53%**
Programa Luz para Todos	(72)	-	-	-	-	(72)	(685)	
Novas Ligações	(247)	(72)	(27)	(88)	(7)	(441)	(1.474)	
Novas SE's e RD's	(153)	(61)	(25)	(66)	(18)	(324)	(1.064)	
Renovação de Ativos	**(106)**	**(40)**	**(9)**	**(50)**	**(25)**	**(229)**	**(858)**	**16%**
Melhoria da Rede	**(46)**	**(27)**	**(10)**	**(39)**	**(6)**	**(128)**	**(567)**	**10%**
Perdas e Inadimplência	**(40)**	**(51)**	**(5)**	**(5)**	**(5)**	**(107)**	**(378)**	**7%**
Outros	**(86)**	**(57)**	**(17)**	**(128)**	**(50)**	**(339)**	**(761)**	**14%**
Movimentação Material (Estoque x Obra)	59	39	5	25	16	143	(81)	
(=) Investimento Bruto	**(692)**	**(277)**	**(88)**	**(352)**	**(96)**	**(1.504)**	**(5.878)**	
SUBVENÇÕES	209	12	1	9	2	233	339	
(=) Investimento Líquido	**(483)**	**(265)**	**(87)**	**(343)**	**(94)**	**(1.271)**	**(5.539)**	
Movimentação Material (Estoque x Obra)	(59)	(39)	(5)	(25)	(16)	(143)	81	
(=) CAPEX	**(541)**	**(304)**	**(91)**	**(367)**	**(110)**	**(1.414)**	**(5.458)**	
Base de Anuidade Regulatória	(86)	(57)	(17)	(128)	(50)	(339)	(761)	13%
Base de Remuneração Regulatória	(664)	(259)	(76)	(248)	(62)	(1.308)	(5.036)	87%

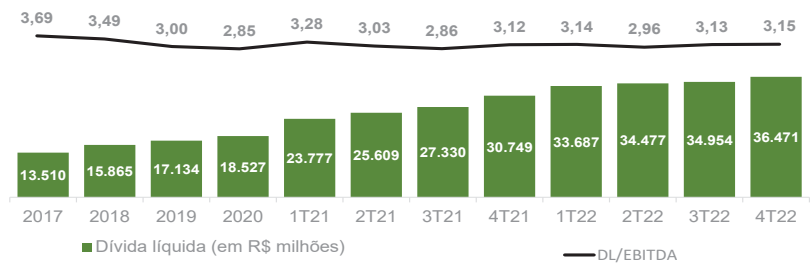
8.1.2. Transmissão
Em 2022, o Capex das transmissoras foi de R$ 2,6 bilhões, 17% acima do realizado em 2021, integralmente dedicado à construção das linhas e subestações dos lotes adquiridos nos leilões recentes.
8.2. Renováveis
8.2.1. Parques Eólicos
Os investimentos realizados nos parques eólicos somaram R$ 1.213 milhões em 2022, R$ 1.625 milhões abaixo de 2021, uma vez que os investimentos nas turbinas já foram feitos e entramos na fase final das montagens de Oitis.
(i) Complexo Chafariz: entrada em operação na totalidade dos parques no 4T21 com realização de capex no início de 2022;
(ii) Complexo Oitis: continuidade da construção do complexo, atualmente 74 aerogeradores estão montados, dos quais 65 estão em operação.
8.2.2. Parques Solares
Os investimentos realizados nos parques Luzia somaram R$ 464 milhões em 2022. Obra em finalização, 145 MWp já em operação (comercial e em teste).
8.2.3. Usinas Hidrelétricas
Investimentos de R$ 59 milhões em 2022, frente ao valor de R$ 206 milhões em 2021. Destaque para R$ 130 milhões de reconhecimento no ativo intangível de Itapebi decorrente do acordo GSF em setembro de 2021.
8.3. Liberalizado
A Termopernambuco realizou investimentos no montante de R$ 54 milhões em 2022, 35% abaixo do realizado em 2021, de acordo com seu cronograma de manutenções.

9. ENDIVIDAMENTO

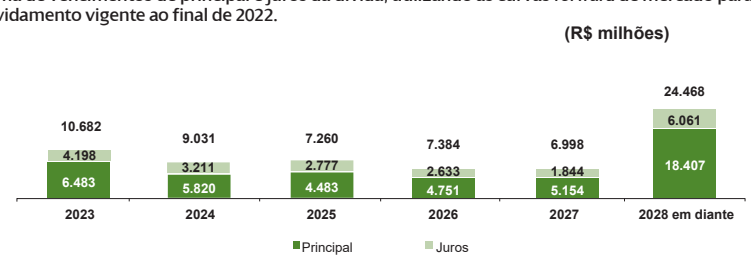
9.1. Posição de Dívida e Alavancagem Financeira
Em dezembro de 2022, a dívida líquida do consolidado da Neoenergia, incluindo caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários atingiu R$ 36.471 milhões (dívida bruta de R$ 43.786 milhões), apresentando um crescimento de 19% (R$ 5.722 milhões) em relação a dezembro de 2021, explicado principalmente pela execução de Capex dos projetos de redes e renováveis. Em relação a segregação do saldo devedor, a Neoenergia possui 83% da dívida contabilizada no longo prazo e 17% no curto prazo.



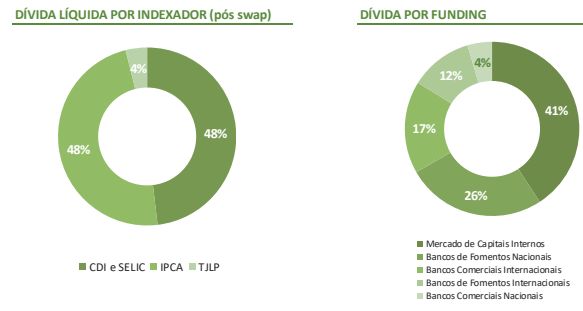
O indicador financeiro Dívida total líquida/EBITDA passou de 3,12 em dezembro de 2021 para 3,15 em dezembro de 2022.



9.2 Cronograma de amortização das dívidas
A Companhia busca estruturar sua dívida em consonância com o ciclo financeiro de seus negócios, observando as peculiaridades de cada empresa e as características de suas concessões e autorizações. Visando reduzir o custo da dívida e alongar seu perfil de amortização, a Companhia executa ainda uma Gestão ativa de seus passivos financeiros de modo a evitar concentração dos vencimentos de dívida, resultando em efetivo alongamento. Os montantes vincendos nos próximos anos não apresentam concentração em nenhum período específico, estando consistentes com volumes vencidos nos últimos exercícios.
Em 2023, estão previstas amortizações pela Neoenergia Coelba no valor de 2.098 MM, pagamentos pela Neoenergia Pernambuco no valor estimado de 720 MM, pela Holding no montante estimado de 665 MM, pela Neoenergia Lagoa dos Patos no valor de R$ 660 MM e pela Neoenergia Elektro no valor de 525 MM. O total de amortizações da Holding, das três distribuidoras e da transmissora representam 72% do volume consolidado a amortizar neste período.
Em 2024, estão previstas amortizações pela Neoenergia Coelba no valor estimado de 2.144 MM, pela Neoenergia Pernambuco no montante estimado de 1.370 MM e pela Neoenergia Elektro no valor de 595 MM. O total de amortizações dessas três distribuidoras representa 71% do volume consolidado a amortizar no período em referência.
O prazo médio do endividamento da Neoenergia em dezembro de 2022 foi de 5,29 anos (vs. 5,06 anos em dezembro de 2021). O gráfico abaixo apresenta o cronograma de vencimentos de principal e juros da dívida, utilizando as curvas *forward* de mercado para os indexadores e moedas atrelados ao endividamento vigente ao final de 2022.



9.3. Perfil Dívida
Os gráficos abaixo apresentam o saldo de dívidas segregado por fonte de captação e por indexador. O custo médio da dívida consolidada no 4T22 foi de 11,4% (vs. 8,1% em dezembro de 2021) devido ao aumento da Selic.



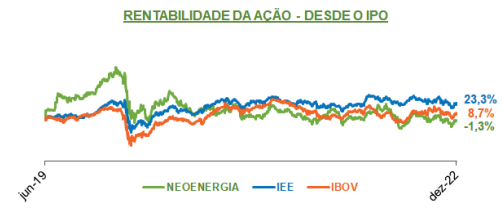
No 4T22 captamos um total de R$ 1.799 milhões. Destacamos as seguintes linhas de contratação de dívida:
I. Desembolso do BNDES para o Complexo Chafariz, no total de R$ 101 milhões com prazo de 24 anos;
II. Liberação do BNDES para a Neoenergia Cosern, no montante de R$ 125 milhões com prazo de 24 anos;
III. Desembolso do BEI para a Neoenergia, no valor de R$ 922 milhões com prazo de 10 anos;
IV. Desembolso do BNDES para a Neoenergia Vale do Itajaí, no montante de R$ 650 milhões com prazo de 24 anos.

10. RATING

Em 29 de março de 2022, a Standard & Poor´s – S&P reafirmou o rating da Neoenergia e suas distribuidoras em "BB-" na Escala Global e 'brAAA` na Escala Nacional Brasil, limitadas ao rating soberano.

11. MERCADO DE CAPITAIS

Em 31 de dezembro de 2022, o valor de mercado da Companhia era de R$ 18,75 bilhões com as ações (NEOE3) cotadas a R$ 15,45. Com relação ao ano de 2022, as ações apresentaram desvalorização de 4,6%, conforme demonstrado nos gráficos abaixo:



Abaixo, quadro com valores de cotação da ação e valor de mercado:

Mercado de capitais	IPO	4T22
Quantidade de ações (mil)	1.213.797.248	1.213.797.248
Valor da ação	15,65	15,45
Valor de mercado[1] (R$ milhões)	18.996	18.753

[1]Valor de mercado = quantidade de ação x valor da ação

12. OUTROS TEMAS

12.1. Clientes Baixa Renda

Nº de Consumidores Residenciais (milhares)	4T22 Consolidado	Coelba	Pernambuco	Cosern	Elektro	Brasília	4T21 Consolidado	Coelba	Pernambuco	Cosern	Elektro	Brasília
Convencional	10.392	3.911	2.341	962	2.217	961	10.603	4.018	2.414	985	2.217	969
Baixa Renda	3.824	1.857	1.214	403	277	73	3.303	1.612	1.070	352	233	37
Total	**14.215**	**5.761**	**3.555**	**1.365**	**2.494**	**1.034**	**13.907**	**5.630**	**3.484**	**1.337**	**2.450**	**1.006**

12.2. OPA Neoenergia Pernambuco, AGE e Conversão de Registro para Categoria B
Em 20/04/2022, a Neoenergia e a Neoenergia Pernambuco, em conjunto, divulgaram Fato Relevante ao mercado informando que o Conselho de Administração da Neoenergia aprovou o lançamento de oferta pública de aquisição de ações ordinárias ("ON") e de ações preferenciais Classe "A" ("PNA") e Classe "B" ("PNB"), para conversão de registro de emissor Categoria A para Categoria B da Neoenergia Pernambuco. A Neoenergia adquiriu, por meio de Oferta Pública de Ações para Conversão de Registro, e em leilão realizado na B3, em 03 de outubro de 2022, 29.637 ONs, 6.620.985 PNAs e 162.156 PNBs, representativas de 9,13% do capital social da Neoenergia Pernambuco.
Após o referido leilão, e conforme previsto no Edital da Oferta Pública para Conversão de Registro, foi aprovado, em Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 28 de outubro de 2022, resgate e cancelamento da totalidade das ações de emissão da Neoenergia Pernambuco que remanesceram em circulação após o leilão da OPA de Conversão de Registro, totalizando 250.506 ONs, 481.997 PNAs e 179.910 PNBs de emissão da Neoenergia Pernambuco, representativas de 1,22% do seu capital social total. Com isso, o capital total em ações da Companhia reduziu de 74.612.388 (66.302.693 ON, 7.567.254 PNA e 742.441 PNB) para 73.699.975 (66.052.187 ON, 7.085.257 PNA e 562.531 PNB). Por fim, no dia 01 de novembro de 2022 foi aprovada a conversão de registro para Categoria B da Companhia pela Comissão de Valores Mobiliários.
12.3. Permuta de Ativos com Eletrobras
Em dezembro de 2022 foi divulgada a operação de Permuta de Ativos entre a Neoenergia e a Eletrobras, onde a Neoenergia receberá 49% das ações da hidrelétrica de Dardanelos, passando a consolidar 100% do seu resultado, além das participações minoritárias de 0,04% das ações de Neoenergia Coelba, Neoenergia Cosern e Afluente T, pertencentes à Eletrobras, passando a deter 98,98%, 93,09% e 90,17% das ações das companhias, respectivamente. Em contrapartida, transfere sua participação de 49% na hidrelétrica de Teles Pires e de 51% do Consórcio UHE Baguari.
A operação, cujo valor total é de R$ 788 milhões sem desembolso de caixa de nenhuma parte, gera valor para Neoenergia com simplificação de estrutura societária. O *closing* da operação é esperado para o 2º semestre de 2023.
12.4. Práticas de Gestão
12.4.1. Remuneração de Acionistas
A Neoenergia possui definido em seu Estatuto o pagamento de dividendo mínimo de 25% do lucro líquido, conforme Política de Distribuição de Dividendos, disponível no site da Companhia (https://www.neoenergia.com/pt-br/governanca-corporativa/sistema-de-governanca-corporativa/Paginas/politicas-governanca-corporativa.aspx).
Em 2022, a Companhia deliberou os seguintes proventos:
(i) Dividendos de R$ 642.268 mil, deliberados em Assembleia Geral Ordinária de 25 de abril de 2022 e pagos em 28 de dezembro de 2022;
(ii) Juros sobre Capital Próprio de R$ 167.136 mil, deliberados na Reunião do Conselho de Administração em 15 de junho de 2022 e pagos em 28 de dezembro de 2022;
(iii) Juros sobre Capital Próprio de R$ 308.249 mil, deliberados na Reunião do Conselho de Administração em 13 de dezembro de 2022 e com previsão de pagamento até 31 de dezembro de 2023.
A Companhia informa que a destinação completa dos resultados de 2022 será aprovada na Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em 2023.
12.4.2. Governança Corporativa
O Sistema de Governança e Sustentabilidade da Neoenergia reúne as políticas e os princípios que regem a organização, a operação e as relações das sociedades subsidiárias e da Neoenergia, atendendo os mais altos níveis de Governança Corporativa de empresas brasileiras, o que qualifica a Neoenergia para listagem de suas ações no Novo Mercado da B3.
O Sistema estabelece normas, recomendações e práticas que visam assegurar o cumprimento do estatuto social, em particular, o objeto social, assim como o interesse social da Neoenergia e de seus acionistas ao passo que respeita as determinações do Acordo de Acionistas atualmente vigente.
O Propósito e os Valores do Grupo Neoenergia, também reúne e referenda todos os elementos chaves do Sistema de Governança e Sustentabilidade, cujo desenvolvimento se atribui ao Conselho de Administração, sem prejuízo de outras competências.
Conselho de Administração
É composto por treze membros titulares e nove membros suplentes, com mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. Dentre os membros titulares, sete são indicados pela Iberdrola, três pela Previ e três são membros independentes. As atribuições do Conselho incluem a orientação geral dos negócios e a eleição e destituição dos diretores. Os membros se reúnem ordinariamente, 8 vezes ao ano para avaliar os desempenhos econômico, ambiental e social da Companhia. Os integrantes podem ainda se reunir extraordinariamente quando convocados pelo seu Presidente ou, na sua falta, pelo conselheiro eleito em sua substituição ou, ainda, por um terço dos conselheiros, em requerimento conjunto.
Conselho Fiscal
Com função independente, é composto por cinco membros titulares e cinco suplentes. Os membros são eleitos pela Assembleia Geral para mandatos de um ano. O Conselho Fiscal reúne-se ordinariamente para (i) opinar sobre o relatório anual da administração e as respectivas demonstrações financeiras; e (ii) para analisar o balancete e demais demonstrações financeiras elaboradas trimestralmente pela Companhia, e extraordinariamente em caso de necessidade.
Diretoria Executiva
É responsável pela administração e gestão dos negócios da Companhia, sendo composta atualmente por onze membros, incluindo o Diretor Presidente. Seus integrantes são nomeados pelo Conselho de Administração para mandatos de três anos, passíveis de renovação. Os diretores se reúnem ordinariamente, uma vez por semana ou sempre que convocados por qualquer Diretor.
Comitês
A Neoenergia possui cinco comitês de assessoramento ao Conselho de Administração: Auditoria, Financeiro, Remuneração e Sucessão, Partes Relacionadas e, desde 2021, Sustentabilidade. Cada comitê é formado por cinco membros titulares e por quatro membros suplentes, com exceção do Comitê de Partes Relacionadas, que é composto por três membros titulares, sendo obrigatoriamente dois independentes e um proveniente de mercado. Os integrantes dos comitês de Auditoria, de Sustentabilidade e de Remuneração e Sucessão são conselheiros de administração. O Comitê Financeiro poderá ter membros do Conselho de Administração ou pessoas por eles indicadas, que se reúnem de acordo com as pautas demandadas pelo Conselho. Membros independentes passaram a fazer parte dos comitês em 2019, conferindo maior transparência para seu funcionamento. Os comitês, dentro de seu escopo, são responsáveis por análises e recomendações de grande parte das decisões do Conselho.
Como parte integrante das práticas de Governança, o Grupo Neoenergia possui um modelo de Controles Internos que assegura a confiabilidade na geração e divulgação das informações financeiras e não financeiras. O modelo é suportado por uma ferramenta e pautado em dois grandes pilares: (i) identificação dos riscos e desenho / execução dos controles e (ii) certificação das informações por parte dos principais Executivos.
A certificação ocorre para que os Executivos possam assegurar que as informações financeiras e não financeiras sob suas responsabilidades são fidedignas e os controles internos para suportá-las foram executadas da forma adequada.
12.4.3. Gestão de Pessoas
A Neoenergia adota uma Estrutura Política de Recursos Humanos que tem o objetivo de definir, elaborar e difundir um modelo de gestão de recursos humanos que permita atrair, impulsionar, fidelizar e reter o talento. Também é finalidade fomentar o crescimento pessoal e profissional dos empregados do grupo, tornando-os participantes de seus projetos de sucesso empresarial e garantindo um trabalho digno e seguro, em um ambiente diversificado e inclusivo.
Ao longo de 2022, o Grupo Neoenergia continuou investindo em formação, viabilizando a realização de 1.369.545,83 horas de formação, ultrapassando em 4,7% o ano anterior. Nosso ganho foi maior pois ampliamos a possibilidade de aprendizagem interna reforçando os canais digitais e online, além de enfocar para desenvolvimento de educadores internos.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 16/02/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/02/16/NEOENERGIA1567776416022023.pdf

Hash:1676504773041857c75ab541819dd786e001b9a3c4

NEOENERGIA
CNPJ nº 01.083.200/0001-18 | CVM nº 01553-9 | Companhia Aberta

Mantendo nosso alinhamento com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável, mantivemos a Escola de Eletricistas, formando 723 eletricistas. Esse ano, possuímos em nosso quadro 375 mulheres na posição de eletricista, confirmando nossa crença na igualdade de gênero.
Saúde e Segurança, Diversidade, Cibersegurança, Ética, Foco no Cliente e Sustentabilidade, foram os temas que fizeram parte da agenda Neoenergia. Cada um destes temas teve um mês de atividades voltadas para discussão através de palestras realizadas online e aberta para todos os colaboradores. Falou-se sobre autocuidado, ética e inovação, engenharia social e golpes no whatsapp, finanças sustentáveis, mercado de carbono, empregabilidade diversa e vários outros foram tratados ao longo do ano, reforçando a cultura e o compromisso da Neoenergia com as metas ESG.
Para o tema Voluntariado, em 2022, o Programa registrou 3.234 participações voluntárias engajadas em 35 oportunidades em todo o país, abrangendo todas as empresas. Alguns destaques:

• Arrecadação de mais de 150 mil unidades de absorventes femininos;
• Ensinando Profissões (palestras focadas em contribuir para o emprego de qualidade para os jovens): aconteceu em cinco estados impactando mais de 700 pessoas;
• Campanha de doação de roupas: arrecadação de mais de 23 mil peças para 64 instituições beneficiárias;
• Operação quilo: doação de mais de 28 mil quilos de alimentos arrecadados distribuídos para milhares de pessoas por meio de 96 ONGs beneficiadas;
• Dia Internacional do Voluntariado Iberdrola: em 2022, marcado pelo retorno das atividades presenciais, contando com 2.065 participações de colaboradores em todas as empresas da Neoenergia, mais de 14 ONGs e 2 mil pessoas impactadas direta e indiretamente. Outra ação voluntária foi o Esporte Solidário, pelo qual os colaboradores da Neoenergia utilizaram um aplicativo de celular para registrar caminhadas, corridas e pedaladas, alcançando mais de 12 mil quilômetros, que foram convertidos em doações de 600 pares de tênis para cinco instituições que atendem crianças e jovens nos estados de Pernambuco, Bahia, São Paulo, Rio Grande do Norte e no Distrito Federal. Na atividade "Eu cuido do meu quadrado", os voluntariados fizeram ações limpeza com sua família nas proximidades de casa, recolhendo mais de 1,5 tonelada de lixo das ruas;
• Montagem de Skate: Durante a Convenção de Líderes, mais de 100 líderes mostraram energia máxima na montagem de 50 skates que foram doados para crianças e jovens da instituição Esporte e Vida;
• Árvore da Solidariedade: A campanha tradicional de Natal aconteceu na Bahia, Distrito Federal, Rio Grande do Norte, Rio de Janeiro, Pernambuco e São Paulo, onde os voluntários se mobilizaram e entregaram mais de 2.495 presentes para crianças atendidas em cerca de 35 ONGs das áreas de concessão.

Em 2022, adotamos o trabalho híbrido como opção para os colaboradores que exerçam atividades compatíveis com esse modelo. Nossa experiência durante a pandemia nos mostrou que com essa possibilidade é possível agregar qualidade de vida aos times, sem perda de produtividade, além de alinhar a Neoenergia à realidade do mercado de trabalho.
2022 foi um ano de grandes desafios e realizações, mas contamos com times engajados e comprometidos com a qualidade do serviço prestado às comunidades, onde atuamos. E é gratificante ver os resultados atingidos com o empenho de todos os colaboradores da Neoenergia. E com essa mesma força e determinação seguiremos em 2023.

13. SUSTENTABILIDADE, INOVAÇÃO E RESPONSABILIDADE CORPORATIVA

13.1. ESG
A estratégia e o modelo de negócio da Neoenergia foram desenhados antecipando o papel que o setor elétrico pode desempenhar no combate às mudanças climáticas e na criação de oportunidades de desenvolvimento econômico, social e ambiental.
Fruto do diálogo com os seus grupos de interesse e consciente do impacto de todas as suas atividades, a Neoenergia tem uma estratégia de desenvolvimento sustentável alinhada com a implementação de um projeto empresarial que visa à criação de valor de forma sustentável tendo como principais referências seu Propósito e Valores, e o respeito aos Direitos Humanos.
A companhia vinculou sua estratégia de negócios e sustentabilidade aos ODS desde sua definição e, em 2018, aprovou a reformulação do seu Sistema de Governança Corporativa cujo principal objetivo era formalizar o compromisso do grupo com essa agenda, destacando a contribuição para o cumprimento do dividendo social gerado pela sua atividade empresarial.
A Neoenergia concentra seus esforços nos ODS nos quais sua contribuição é mais relevante: no fornecimento de energia limpa e acessível (objetivo 7) e na ação global contra as mudanças climáticas (objetivo 13). A empresa mantém compromisso, ainda, com outros ODS relacionados a temas estratégicos e que contribuem diretamente à gestão sustentável dos negócios: água potável e saneamento (ODS 6), indústria, inovação e infraestrutura (ODS 9), vida terrestre (ODS 15) e parcerias e meios de implementação (ODS 17). A companhia segue signatária dos dez princípios do Pacto Global, desde 2007, com uma atuação baseada no respeito a direitos humanos, direitos do trabalho, preservação ambiental e combate à corrupção.
Como parte dessa evolução contínua, em 2022 o Grupo assumiu 16 metas ESG para os anos 2025 e 2030. Com esses compromissos, a companhia especifica o seu empenho em dar transparência a objetivos relevantes e mensuráveis, que representam os aspectos prioritários na sua contribuição para o desenvolvimento sustentável.
Com muito orgulho, divulgamos os resultados alcançados nesses indicadores em 2022 e os targets para 2025 e 2030:

	Metas ESG	Parâmetros	2022	2025	2030
E	Emissões	Emissões de gCO_2/kWh na geração (escopo 1)	1	36	20
E	Eletrificação da frota	Incremento do % de veículos leves próprios eletrificados na frota Neoenergia	8%	13%	50%
E	Financiamento sustentável	Revisão anual e atualização do framework de financiamento verde da empresa	Manter prática vigente		
E	Digitalização de redes	% redes de AT e MT digitalizadas	74,5%	83%	90%
S	Mulheres em posições relevantes	Presença de mulheres nas posições de Diretoria e Superintendência	28,3%	29,10%	31,80%
S	Mulheres em postos de liderança	Presença de mulheres em postos de liderança nas posições de Diretoria Superintendência e Gerência	28,8%	30%	35%
S	Mulheres formadas eletricistas	% de mulheres formadas nas escolas de eletricistas	36,7%	30%	35%
S	Mulheres em postos de eletricista	% de mulheres em postos de eletricistas	5,6%	9%	12%
S	Diversidade racial	% de pretos e pardos nas posições de Diretoria, Superintendência Gerência e Supervisão	30%	20%	25%
S	Contribuição com a comunidade	Voluntariado corporativo (número de pessoas)	3.501	2.321	2.623
S	Segurança (ISO 45001)	% trabalhadores próprios lotados em sites certificados pela ISO45001	48%	40%	42%
S	Segurança	Número de acidentes de trabalho com e sem afastamento (equipe própria)	0,26	0,43	0,,39
S	Formação	Média de horas para formação de colaboradores e de profissionais das comunidades onde atuamos	89,2	67	70
S	Fornecedores	% de fornecedores relevantes classificados como sustentáveis	75%	80%	85%
G	Remuneração variável ESG	% da remuneração variável para incentivo de longo prazo atrelada a ESG	30%	30%	33%
G	Governança	Melhores práticas de governança empresarial	Manter prática vigente		

Nota: Em 2022 a intensidade de emissões atípica verificada se deve ao fato da Usina Termopernambuco, movida a gás natural, não ter operado. Nesse ano, o uso do gás e suas emissões associadas corresponde às atividades internas de teste de operação e manutenção das máquinas.
A execução da estratégia ESG da Neoenergia gira em torno de três pilares, reforçando que os temas estão integrados ao modelo de negócios da companhia:
• Desempenho ambiental, o combate à mudança climática e a preservação e recuperação da biodiversidade, por meio das políticas de meio ambiente;
• Compromisso social, que se manifesta nas políticas sociais;
• Normas e políticas de governança corporativa, de acordo com melhores práticas de mercado.

Dessa forma, a Neoenergia busca garantir que todas as atividades corporativas e de negócios se comprometam e promovam a criação de valor sustentável para todos os públicos de interesse (clientes, acionistas, empregados, contratados de terceiros, fornecedores, órgãos reguladores, governos e comunidades impactadas pelos seus negócios), retribuindo de forma equitativa a todos aqueles que contribuem para o êxito de seu projeto.
As práticas sustentáveis da Neoenergia, integradas ao seu modelo de negócio, destacam a companhia e permitem o seu posicionamento em importantes índices e ratings de sustentabilidade e governança. Em 2022, a companhia integrou pelo terceiro ano consecutivo a carteira do FTSE4 Good Index Series e do Índice de Sustentabilidade Empresarial, da B3. A Neoenergia também, integra o The Sustainability Yearbook, da S&P e foi destaque no CDP, com score A- em Mudanças Climáticas e B em Segurança Hídrica.

13.2. Inovação
A inovação é prioritária para a Neoenergia garantir a sustentabilidade, a eficiência, a competitividade e manter-se na vanguarda do desenvolvimento de produtos, serviços e modelos de negócios que permitem enfrentar os desafios e aproveitar as oportunidades de transformação do setor elétrico. A companhia entende a inovação como um processo descentralizado, aberto e coerente em todas as unidades de negócios.
A estratégia de inovação se alinha à estratégia de desenvolvimento sustentável assumida pela Neoenergia, com foco no fomento das energias renováveis, no aproveitamento das oportunidades que possibilitem a digitalização e a automação de seu negócio, assim como na aposta em tecnologias emergentes e no impulso à transformação digital de seus negócios de forma a contribuir à realização do nono e décimo primeiro dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável aprovados pela Organização das Nações Unidas ("ODS").
A governança do processo de inovação tem o apoio da plataforma colaborativa Go In, implantada em 2021, como solução tecnológica para a gestão do portfólio de inovação e que estimula a diversidade de ideias para buscar soluções promissoras para os negócios da companhia e o setor elétrico.
Durante 2022, a Neoenergia investiu em P&D+I um total de R$ 164,3 milhões. Os esforços da companhia estão organizados em torno de cinco grandes eixos alinhados com os vetores fundamentais da transformação do setor de energia, da descarbonização e da eletrificação da economia:
• Tecnologias disruptivas cada vez mais eficientes, sustentáveis e ecologicamente corretas que otimizam o funcionamento de instalações e processos. Hidrogênio verde, energias renováveis inovadoras, mobilidade sustentável, redes inteligentes, armazenamento e eletrificação de sistemas térmicos que contribuem para a transformação industrial com foco na sustentabilidade;
• Novos produtos e serviços competitivos que respondem às necessidades dos clientes, com maior personalização de conteúdo e ofertas;
• Digitalização e automação em todos os negócios e processos com a utilização de tecnologias como, internet das coisas (IoT), realidade virtual e aumentada, big data, inteligência artificial, machine learning e ferramentas de fácil uso como Power BI e Power Apps;
• Inovação com startups, empreendedores e fornecedores com o objetivo de desenvolver novos modelos de negócio e impulsionar inovações incrementais à disruptivas;
• Cultura de inovação e talento como base para os pilares de transformação da organização.

Em 2022, a Neoenergia participou do Inova 2030 – Jovens Inovadores em ODS, programa realizado pelo Pacto Global da Organização das Nações Unidas (ONU), a maior iniciativa de sustentabilidade corporativa do mundo. Em parceria com a Fundação Dom Cabral (FDC) e Liga de Empreendedores, a iniciativa busca identificar e desenvolver jovens intraempreendedores e acelerar ideias com potencial transformador para colaborar com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da ONU.
Cabe ressaltar a inauguração do Lab Neoenergia, iniciativa conduzida com alunos bolsistas da Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), tutorados tecnicamente por professores e colaboradores da Neoenergia para entender e propor soluções tecnológicas que solucionem problemáticas apresentadas pela companhia.
Destaca-se ainda, o reconhecimento em um dos maiores rankings de inovação no Brasil, o TOP 100 Open Corps 2022. A premiação, realizada pela 100 Open Startups, identifica as corporações que mais praticaram inovação aberta com startups no país. Entre julho/2021 e junho/2022, a Neoenergia se relacionou com mais de 47 startups. A startup Automa, vencedora do Startup Challenge de Perdas Não-Técnicas, está desenvolvendo uma solução customizada e integrada de Gêmeos Digitais, que se fundamenta no uso de drones, visão computacional e inteligência artificial. A startup Dispor Energia, selecionada por meio da Chamada Cidade Zero Carbono, lançada pelo Município de Salvador e o SENAI CIMATEC, realiza uma PoC (Proof of Concept) que busca o engajamento ao consumo consciente via inteligência em medidores para gerar créditos ambientais. Ainda no tema de consumo consciente, o projeto piloto Plataforma Educativa de Consumo Consciente, em parceria com a Smartiks, visa a mudança de hábito de consumo através do monitoramento em tempo real e conteúdo educativo.
Outro projeto relevante de inovação aberta é o Coralizar, que conta com a participação da startup Biofábrica de Corais. Esta iniciativa formada entre a WWF-Brasil e o Instituto Neoenergia, tem como o objetivo tornar a restauração, a manutenção e a adaptação dos recifes de corais uma agenda prioritária no Brasil. Enfatiza-se projeto também conduzido pelo Instituto Neoenergia, o Balcão de Ideias e Práticas Educativas, que por meio da inovação social promove a educação em diversas cidades dentro das áreas de atuação do Grupo.

13.3. Educação e Cultura
No âmbito da **educação**, tem destaque o projeto **Balcão de Ideias e Práticas Educativas** que, sob gestão do Instituto Neoenergia, capacitou 983 profissionais de educação, entre professores e gestores escolares, das redes de ensino de 13 municípios nos estados da Paraíba, Rio Grande do Norte, Pernambuco, Bahia e São Paulo. Em 2022, o projeto apoiou a criação e implementação de cursos tutorados com foco na educação infantil, ensino fundamental e formação de gestores escolares, além da cocriação de práticas educativas e planos de formação que tenham como foco o desenvolvimento de competências da Base Nacional Comum Curricular – BNCC.
Na linha de educação e capacitação para o desenvolvimento territorial, desenvolvemos o projeto **Ventos da Mudança**, uma parceria inovadora entre Neoenergia Renováveis e a Rio Energy com o Centro Técnico de Educação Profissional do Sertão Produtivo (Cetep), escola técnica localizada em Caetité (BA), para contribuir com a formação cidadã e profissional de jovens locais, que possuem escassez de oportunidades para realizar atividades extracurriculares, essenciais para aqueles que estão cursando a formação técnica. Foi criado um calendário pedagógico em conjunto com o Cetep, que envolve Grupos de Trabalho em Educação Ambiental e Juventudes, Atividades Teórico Práticas em Educação Ambiental e Visita Guiada aos parques eólicos, junto a rodas de conversa com profissionais de ambas as empresas sobre carreira, mercado de trabalho e profissão. Em 2022, foram contemplados mais de 100 estudantes. Ainda na região, foram realizados, dentro do projeto **Energia Produtiva de Caetité**, cursos de capacitação digital para estudantes dos cursos técnicos do Centro Territorial De Educação Profissional do Sertão Produtivo, que envolveram também pessoas das comunidades vizinhas, visando facilitar o acesso ao mercado de trabalho empreendedorismo local.
O público jovem também foi destaque nas atividades do **Programa Jovem Empreendedor Rural**, curso de empreendedorismo rural e protagonismo social, para jovens que vivem em comunidades rurais da região dos parques eólicos da Paraíba e do Rio Grande do Norte, e que certificou 47 alunos que apresentaram propostas sustentáveis de negócios nas comunidades onde vivem. A iniciativa faz parte do Programa SER – Saúde, Educação e Renda, idealizada pela Neoenergia, com o apoio do Instituto Neoenergia, e executado desde 2020 pela Agência de Desenvolvimento Econômico Local (ADEL), com recursos do subcrédito social do BNDES. A iniciativa atua em pilares que impactam diretamente no Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDHM) das regiões dos parques eólicos e linhas de transmissão, atendendo aos três eixos do Índice e que também representam a sigla do projeto: Saúde, Educação e Renda.
Pensando na criação de oportunidades de **capacitação profissional gratuita**, a Neoenergia desenvolve a Escola de Eletricistas, que apoia a entrada no mercado de trabalho para moradores das áreas de atuação das distribuidoras de energia elétrica da companhia – Bahia, Pernambuco, Rio Grande do Norte, São Paulo e Distrito Federal. A escola promove a formação e capacitação de futuros profissionais, que, ao concluírem o programa, se tornam aptos a exercer a função de eletricista de forma técnica e precisa. Com o compromisso de promover a **igualdade de gênero**, desde 2019, a companhia oferece turmas exclusivas para mulheres em edições especiais dos cursos, quebrando o paradigma de que ser eletricistas é uma profissão masculina. Com a evolução do projeto, as turmas passaram a ser mistas, comprovando a possibilidade feminina de ocupar espaços antes predominantemente masculinos. Isso fomentou o crescimento de mulheres em seu quadro de eletricistas com excelentes resultados.
Na esfera cultural, as principais iniciativas da companhia foram conduzidas pelo Instituto Neoenergia, como:
(i) o edital Transformando Energia em Cultura, no Rio Grande do Norte, Bahia e Distrito Federal, ampliando a participação para 42 projetos dirigidos para iniciativas voltadas à valorização da rica diversidade cultural brasileira e contribuindo com os ODS 4, 8, 11 e 17. Além disso, o Instituto atuou no acompanhamento dos 25 projetos selecionados em 2021 com execução em 2022, por meio de sua Central de Editais;
(ii) a 2ª edição do Prêmio Inspirar, edital dirigido ao reconhecimento de 16 lideranças femininas que atuam com projetos de Arte e Cultura, foi ampliada para todas as áreas de concessão da Neoenergia;
(iii) o Programa de Iluminação Cultural foi desenvolvido em nova fase dirigida para as riquezas do patrimônio histórico do interior brasileiro. Foi a vez do Theatro Cinema Guarany, edificação icônica e centenária localizada em Triunfo, no sertão pernambucano. Além da iluminação cênica inaugurada em dezembro de 2022, o programa atuou em duas frentes ao longo de 2022: ação de educação patrimonial para 14 escolas públicas, beneficiando a mais de 400 estudantes, e intervenção cultural para a comunidade durante sua inauguração, envolvendo mais de 100 artistas, produtores culturais e negócios locais, estimulando a geração de trabalho e renda;
(iv) a Caravana Energia que Transforma, continuou a desenvolver atividades com foco em ações formativas para gestores socioculturais de diversos estados brasileiros. Além dos módulos online, em 2022, foi realizado o primeiro evento presencial: "Trilhas da Caravana, caminhos para uma boa gestão", um momento de troca e networking para 40 participantes do setor cultural do DF;
(v) o Instituto, em parceria com a Termopernambuco, apoiou o primeiro projeto parte do Resgatando a História, maior programa de valorização de patrimônios culturais do Brasil, idealizado pelo BNDES, que conta com o apoio de grandes empresas brasileiras. A Termopernambuco destinou R$ 2 milhões à Reforma de imóvel para requalificar o Portomídia, por meio da Lei Federal de Incentivo à Cultura, a ser executado entre os anos de 2023 e 2025. Inserido no conjunto arquitetônico, urbanístico e paisagístico do bairro do Recife, a edificação tombada pelo IPHAN será reformada e ampliada para fortalecer seis cadeias de negócios de economia criativa dirigidas à tecnologia como games, cinevideoanimação, multimídia, design, fotografia e música;
(vi) o Oficinas Culturais e Artísticas (OCA) ofereceu 240 vagas para jovens de 16 a 24 anos e mulheres em situação de vulnerabilidade social, das cidades de Campos do Jordão, Santa Isabel e Capão Bonito, no estado de São Paulo. Com ações de formação nos campos da economia criativa- cultura digital, design de moda e de produto, o projeto promoveu possibilidades de geração de trabalho e renda. A iniciativa é desenvolvida com recursos do ProAC – Programa de Ação Cultural de São Paulo;
(vii) o Entre o Céu e a Favela, apoiado por meio da Lei Municipal de Incentivo à Cultura do Rio de Janeiro, atua há 10 anos no Morro da Providência, região vulnerável na zona portuária do Rio de Janeiro, desenvolvendo oficinas multidisciplinares no contraturno escolar de crianças e jovens da comunidade, além de oficinas profissionalizantes para as mães dos beneficiados.

13.4. Instituto Neoenergia
Em um ano de resiliência e crescimento, o Instituto Neoenergia ampliou seus projetos, garantindo resultados expressivos e alcançando o propósito buscado, de melhorar a vida das pessoas e do planeta. Em conjunto com seus parceiros, as iniciativas reforçaram o compartilhamento de saberes, a preservação de espécies e ecossistemas marinhos, a promoção da diversidade cultural brasileira e o impulsionamento do desenvolvimento humano. Em sinergia com diversos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), propostos pela Organização das Nações Unidas (ONU), os impactos positivos são visíveis a milhares de vidas beneficiadas.
Dentre os cinco pilares de atuação do Instituto – Formação e Pesquisa, Biodiversidade e Mudanças Climáticas, Arte e Cultura, Ação Social e Colaboração Institucional, foram realizadas iniciativas que promoveram a diferença durante o ano de 2022, em 12 estados brasileiros e no Distrito Federal.

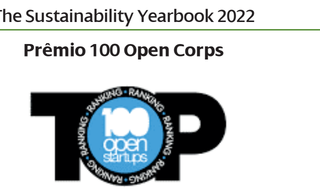
13.5. Eficiência Energética
O Programa de Eficiência Energética (PEE) do Grupo Neoenergia tem como foco promover o uso eficiente da energia elétrica. Em 2022, contou com investimento de cerca de R$ 124 milhões nas cinco distribuidoras.
Entre as ações que merecem destaque estão:
• Execução de projetos com **ação em comunidades populares** com troca de mais de 701 mil lâmpadas por LED para consumidores residenciais das 5 distribuidoras e mais de 143 mil lâmpadas em mais de 1,4 mil instituições dessas comunidades, além de 4 sistema solar fotovoltaico de 242,78 kWp em instituição da Bahia e troca de 5.192 refrigeradores antigos, em sua maioria, para consumidores de municípios afetados por fortes chuvas no NE, outros doados para consumidores de comunidade isolada com geração em microrede no munícipio de Remanso/BA e ainda para consumidores atendidos pelo programa de atendimento domiciliar (homecare);
• Execução do projeto **Vale Luz**, que troca resíduos sólidos por desconto na conta de energia, sendo recicladas mais de 1,6 mil toneladas de resíduos com desconto de mais de R$ 785 mil na conta de energia elétrica de mais de 32 mil consumidores nas 3 distribuidoras do NE, que ainda trocaram mais de 115 mil lâmpadas dos clientes por LED;
• Execução dos projetos **Educativos** em escolas públicas e formação EAD, capacitando mais de 15 mil professores e mais de 484 mil alunos das áreas de concessão das distribuidoras sobre o tema de uso eficiente da energia elétrica. Projetos fortemente impactados pela pandemia;
• Execução de projetos de **Eficientização de 1.149 prédios públicos e assistenciais** (escolas púbicas, unidades de saúde – hospitais e postos médicos, instituições filantrópicas, etc) na área de concessão das distribuidoras, sendo beneficiadas 157 unidades na Bahia, 182 unidades em Pernambuco, 65 unidades no Rio Grande do Norte, 726 unidades em São Paulo e 19 unidades em Brasília, totalizando mais de 286 mil lâmpadas substituídas e 35 sistemas solares fotovoltaicos instalados, totalizando 2,6 MWp;
• Execução de projeto **Neoenergia Solar** que concedeu desconto de 50% para instalação de energia solar em 437residências na Bahia, Pernambuco, Rio Grande do Norte e São Paulo, totalizando 1,6 MWp instalado, além da troca de 795 lâmpadas dos clientes por LED;
• Execução de projetos de **Eficientização de Iluminação Pública** em 45 municípios das áreas de concessão das distribuidoras, com a substituição de mais de 24 mil pontos de IP por tecnologia LED;
• Execução de projeto de **Eficientização de Empresas de Saneamento** de 3 distribuidoras (exceção Neoenergia Cosern e Neoenergia Brasília) em unidades da Embasa Feira de Santana (BA), Compesa Salgueiro (PE), SAAE Pirassununga (SP), com a substituição de 4 motores;
• Execução de projeto **Plataforma Consumo Consciente** que prevê a instalação de um equipamento no medidor de energia da residência que coleta dados a serem disponibilizados numa plataforma de monitoramento de consumo em tempo real de baixo custo e interações com conteúdo educativo, alertas e orientações sobre consumo consciente. Em março de 2022, foi assinado o contrato com a parceira Smartiks para fornecimento dos equipamentos e disponibilização da plataforma de monitoramento e iniciado o processo de homologação junto a ANATEL para fabricação dos equipamentos. A entrega do primeiro lote de 100 (unidades) ocorreu em novembro e as instalações iniciarão em 2023 com a abertura de inscrições através do site para clientes interessados.

13.6. Pesquisa e Desenvolvimento
Em 2022, foram investidos R$ 219,41 milhões no Programa de P&D ANEEL, sendo R$ 83,01 milhões em desenvolvimento de projetos das empresas Neoenergia, R$ 75,78 milhões destinados ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDTC), R$ 37,89 milhões ao Ministério das Minas e Energia (MME) e R$ 22,73 milhões destinados à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Abaixo são elencados os principais projetos do Grupo:
Tecnologias Inteligentes/ Recuperação de Energia: destacam-se os projetos: (i) **GODEL – Observatório de Redes**, reconhecido em 2022 como melhor projeto apresentado no 39º Circuito Nacional do Setor Elétrico – CINASE na categoria Inovação Tecnológica, composto por módulos que entregaram produtos já incorporados aos processos de negócios da Neoenergia e outros em desenvolvimento e/ou aperfeiçoamento, como no módulo GODEL Analytics, um aplicativo que apresenta o mapeamento das perdas técnicas e comerciais, indicando as áreas com maiores oportunidades para ações voltadas para recuperação de receitas, . no módulo Godel Multilink,um concentrador de dados de medição com tecnologia nacional para comunicação por radiofrequência com o objetivo de garantir interoperabilidade entre os equipamentos de campo da rede de distribuição,além de possibilitar o envio dos dados da medição para os sistemas de gerenciamento da distribuidora por meio de múltiplos links de comunicação, e no módulo GODEL Hosting Capacity, um sistema pioneiro no Brasil para determinação da capacidade de acomodação de geração distribuída e de novas cargas na rede de média tensão, proporcionando aumento na eficiência para resposta de pedidos de acesso pelos clientes, possibilitando que eles realizem as suas consultas e obtenham respostas imediatas; o (ii) **Antenas Inteligentes**, queconsiste em um conjunto de circuitos eletrônicos que formam um sistema confiável de antenas com abrangência de 360° para a comunicação entre o Centro de Operações e as chaves religadoras da rede distribuição, podendo ser aplicado a qualquer subestação que utilize enlace de rádio; e o (iii) **Conexão Digital**, que entregará importantes produtos para transformar a experiência do cliente Neoenergia, oferecendo canais digitais mais eficientes e personalizados, tornando mais efetivo o atendimento humano e digital.
Segurança: dentre os principais projetos de P&D temos: o (i) **Braço Robótico**, que possibilita a execução da poda de árvores próximas às redes energizadas de forma robotizada e com operação remota, com maior segurança e eficiência; o (ii)**Sensor de Proximidade** que consiste em tecnologia para mitigação de acidentes elétricos com equipes de campo, através de sensores instalados no cesto aéreo do caminhão e uma central de processamento que sinalizará e atuará para evitar uma possível situação de risco; o (iii) **Smart Safety Eye**, um sistema com inteligência artificial para identificação de ações inadequadas pelas equipes de campo, tais como a não utilização ou uso inadequado de equipamentos de proteção individual (EPI), bem como a realização de procedimentos incorretos; a (iv) **Medição de Malha de Terra**, equipamento capaz de medir a impedância da malha de terra sem a necessidade de desligamento da subestação; e a (v) **Segurança de Barragens, que** desenvolve sistema inovador georreferenciado para gestão inteligente, em tempo real, do Plano de Segurança de Barragens (PSB), que funciona como apoio à tomada de decisão, a partir de análises de risco dos empreendimentos e de consistência de dados.
Qualidade e Confiabilidade: destacamos o (i) **Qualímetro com Oscilografia Contínua**, equipamento para a avaliação da qualidade do fornecimento de energia e para integração com o sistema de localização de defeitos em redes de distribuição, de modo a melhorar a qualidade e segurança da rede; o (ii) **Lote pioneiro do aferidor de medidores**, que desenvolveu e entregou para a operação das distribuidoras Neoenergia, 24 unidades do equipamento intitulado ADR 9000, utilizadas para aferir medidores de energia elétrica em campo, sem a necessidade de interrupção no fornecimento de energia do consumidor; a (iii) **Tecnologia de Armazenamento para Religadores** que utiliza ultracapacitores com baterias, sendo pioneiro para a confiabilidade dos equipamentos automatizados; o (iv) **SIERF (Sistema de Identificação de Equipamentos por Radiofrequência)**, que desenvolveu e entregou para testes o sistema de identificação, cadastro e rastreabilidade de equipamentos de redes de distribuição, composto por coletor de dados por radiofrequência e etiqueta eletrônica de alta longevidade para identificação de ativos com superfície metálica, tais como transformadores e medidores; e o (v) **SMARTF (Simulação e Modelagem do Ambiente Regulatório e Tecnológico Futuro das distribuidoras)**, que desenvolveu e entregou ferramenta computacional para definição da estratégia de negócios das empresas distribuidoras Neoenergia, considerando cenários de trajetórias regulatórias alternativas, de evolução das redes, do comportamento do consumidor e inserção de recursos energéticos distribuídos, tais como geração, armazenamento, veículos elétrico e esquemas de resposta da demanda. Além dos seguintes projetos, em desenvolvimento, de P&D:
• Veículo com sistema inteligente para **Lavagem dos Isoladores** das redes de distribuição considerando o nível medido de salinidade;
• Veículo Aéreo Não Tripulado (**VANT**) autocarregável com sistema automático destinado ao cadastro remoto de ativos e inspeções em linha de distribuição e de transmissão;
• **Torre de Emergência Móvel** para reposição emergencial de estruturas em 69kV e/ou 138kV (suspensão e/ou ancoragem), incluindo o desenvolvimento de âncoras nacionais removíveis
• **Previsão Climática: desenvolvimento de algoritmo e aplicativo computacional** para previsão da evolução da temperatura do ar e da sensação térmica, utilizando resultados de modelos numéricos do sistema climático, combinados com técnicas de machine learning, objetivando projeções mais assertivas do mercado de energia das distribuídas;
• **Sistema de Inteligência Analítica do Setor Elétrico (SIASE-T)** que consiste em desenvolvimento de um portal de informações do segmento de transmissão de energia elétrica, que irá reestruturar e integrar as bases de dados atualmente utilizadas pelo Ministério de Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), melhorando a eficiência do processo de gestão e permitindo o acesso de informações qualificadas pela sociedade

Sustentabilidade do Negócio: foram desenvolvidos os projetos: (i) **Caminhão Elétrico**, atualmente com 2 veículos em operação que contam com cesto aéreo eletro-hidráulico para serviços de redes de distribuição de energia elétrica com sistema inteligente para o gerenciamento da recarga do caminhão e com sistema eficiente para recargas de oportunidade do veículo na própria rede de baixa tensão da distribuidora; (ii) **Corredor Verde**, que consiste em eletrovia de 1.200 km interligando Salvador (BA) e Natal (RN), contendo 11 estações de recarga de rodovias (50kW) mais 6 estações em shoppings urbanos (22kW), oferecendo uma ampla infraestrutura para usuários de veículos elétricos na região nordeste, propondo um novo modelo de negócios para serviços de recargas no âmbito de empresas do setor elétrico; (iii) **Mobilidade Elétrica Trilha Verde**, projeto em desenvolvimento em Fernando de Noronha que objetiva estabelecer, de forma sustentável, soluções e modelos de negócio para atividades de turismo, serviços públicos e operação da Neoenergia Pernambuco, com a utilização de veículos elétricos e estações de carregamento, distribuídas em locais estratégicos da ilha, assegurando o suprimento por meio de fontes renováveis com sistema de armazenamento de energia; (iv) **Sistema Inteligente de Armazenamento Energia (SIAE)**, concluído em 2022, consiste em um sistema de armazenamento com baterias de íons de lítio, utilizado para otimização do despacho dos geradores da usina termoelétrica Tubarão, em Fernando de Noronha, considerando a existência de usinas solares centralizadas e geração distribuída na ilha; (v) **Microrrede**, também concluído em 2022, é um sistema centralizado de energia solar com baterias e rede de distribuição, constituindo alternativa para atendimento das obrigações regulatórias do programa Luz Para Todos (LPT) com propostas de melhorias do ponto de vista técnico e regulatório, que beneficia 113 unidades consumidoras no interior do sertão da Bahia; (vi) **Gestão de PCB** (bifenilas policloradas) sistema computacional para gestão, acompanhamento e controle dos equipamentos que operam com óleos sintéticos contendo bifenilas policloradas (PCBs) ou óleos minerais/vegetais contaminados no sistema elétrico da Neoenergia Brasília; (vii) **Soluções sustentáveis e ecoeficientes para convívio da arara-azul-de-lear (Anodorhynchus leari)**, que possui como objetivo o desenvolvimento de soluções para o convívio da arara-azul-de-lear com a rede elétrica de distribuição e criação de um amplo Programa de Conservação da espécie, constituído pelas vertentes ambiental, social, educacional e tecnológica; (viii) **Mexilhão Dourado**, que desenvolve tecnologia para controle populacional do mexilhão dourado presente em reservatórios de usinas hidrelétricas; (ix) **Hidrodigital**, que desenvolverá instrumentos regulatórios para o incentivo da melhoria da performance da operação de usinas hidrelétricas existentes, por meio da avaliação, com técnicas de inteligência artificial, dos dados fornecidos por sensores instalados nas turbinas hidráulicas, com o resultado esperado de incremento da geração anual de energia e/ou capacidade de reserva; e projeto de P&D de (x) **Hidrogênio Verde**, que implantará uma solução de produção local de hidrogênio verde, a partir de energia solar fotovoltaica para atendimento da demanda interna de resfriamento de turbogeradores, aplicação em empilhadeira e em mobilidade elétrica (abastecimento veicular).

14. PRÊMIOS E RECONHECIMENTOS DO GRUPO NEOENERGIA

As ações do Grupo Neoenergia são pautadas na busca constante por qualidade e eficiência, cujos resultados são evidenciados a partir das premiações e reconhecimentos conquistados ao longo dos anos. A seguir, os principais destaques de 2022.

 The Sustainability Yearbook 2022	A Neoenergia se manteve no *The Sustainability Yearbook 2022*, da S&P Global, pelo segundo ano consecutivo. O reconhecimento garantiu a pontuação entre os 15% das empresas avaliadas com melhor desempenho no setor elétrico e apenas 30% abaixo do líder do setor no S&P Global ESG. Lançado em 1999 e indexado à bolsa de Nova York, o índice é considerado a maior referência de integração da sustentabilidade à estratégia de negócios e um importante direcionador para uma série de investidores institucionais.
Prêmio 100 Open Corps	A Neoenergia se destacou mais uma vez ao garantir o Prêmio 100 Open Corps, sendo eleita a quarta empresa mais inovadora no setor de energia elétrica e renováveis.
FTSE4Good Index	A Neoenergia melhorou sete posições em relação a 2020 no FTSE4 Good Index, um dos mais importantes índices internacionais de sustentabilidade, aferido pela Financial Times Stock Exchange (FTSE) Russell, divisão da Bolsa de Valores de Londres. Além disso, suas práticas ambientais, sociais e de governança apresentaram médias que superam as do setor de energia elétrica.
Prêmio ClienteSA	A Neoenergia ganhou o prêmio Ouro com o Case Gestão Fim a Fim. A iniciativa é o principal reconhecimento da área de gestão de clientes e *customer experience*, destacando as melhores práticas do mercado brasileiro com troféus de ouro, prata e bronze.
Investor's 2022	A Neoenergia foi destaque positivo entre as empresas de energia elétrica na premiação Institutional Investor's 2022, promovida pela revista Institutional Investor, especializada no mercado financeiro. A companhia, na visão dos analistas de *sell side*, ficou entre as primeiras colocadas nos rankings referentes a melhor CFO e melhor profissional de Relações com Investidores, além de conquistar reconhecimento nas categorias de práticas ESG e "Best Analyst Day".
Troféu Transparência	Pelo segundo ano consecutivo, a Neoenergia conquistou o Troféu Transparência, concedido pela Associação Nacional dos Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade (ANEFAC). Conhecido como o "Oscar da Contabilidade", essa é a única premiação desse tipo no país. O reconhecimento posiciona a Neoenergia entre as dez empresas com receita líquida acima de R$ 20 bilhões que apresentam elevada qualidade e transparência das informações financeiras prestadas ao mercado, assim como consistência do relatório de administração e aderência aos princípios contábeis.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil
Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 16/02/2023
A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link
https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/02/16/NEOENERGIA1567776416022023.pdf
Hash:1676504773041857c75ab541819dd786e001b9a3c4

NEOENERGIA

CNPJ nº 01.083.200/0001-18 | CVM nº 01553-9 | Companhia Aberta

Prêmio O Setor Elétrico	No quarto ano do "Prêmio OSE", a Neoenergia foi reconhecida com três troféus de primeiro lugar dentre 6 categorias possíveis. O Prêmio O Setor Elétrico de Qualidade das Instalações Elétricas é uma iniciativa da Revista O Setor Elétrico em parceria com o Circuito Nacional do Setor Elétrico (CINASE) criada para reconhecer os esforços bem-sucedidos de elaboração, especificação e instalação de projetos de engenharia elétrica no país.
Prêmio SMART CUSTOMER 2022	A Neoenergia recebeu o prêmio ouro com o case "Tecnologia e Cliente" e bronze com o case "Gestão fim a fim". O Prêmio SMART CUSTOMER é um reconhecimento às práticas empresariais que oferecem a melhor experiência a clientes e colaboradores.
Prêmio CONAREC 2022	A Neoenergia conquistou o Prêmio CONAREC 2022, voltado a empresas, fornecedores e prestadores de serviço que se destacam no segmento de atendimento e relacionamento com o cliente, vencendo na categoria Energia e Utilities. Nesta edição, o destaque foi a inteligência relacional, especialmente em canais de atendimento digital, medindo qualidade, resolutividade e jornada do consumidor.
Melhores e Maiores da Revista Exame	A Neoenergia e seis de seus negócios foram classificados na edição especial da revista Exame "Melhores e Maiores 2022". No setor de energia, a Neoenergia Brasília, incorporada em março de 2021, fez sua estreia. O ranking também inclui: a holding; duas transmissoras (Neoenergia Guanabara e Neoenergia Dourados); e três distribuidoras - Neoenergia Coelba (BA), Neoenergia Pernambuco (PE) e Neoenergia Elektro (SP e MS).
Prêmio ABT	A Neoenergia conquistou o troféu prata do Prêmio ABT com o case Gestão fim a fim. A iniciativa é a maior premiação em relacionamento com o cliente do Brasil e tem como propósito reconhecer e divulgar as melhores práticas apresentadas pelas empresas participantes, transformando os cases vencedores em referência para o mercado.
Prêmio Aberje 2022	A Neoenergia venceu a categoria Diversidade e Inclusão com o programa de diversidade Junt+s, ganhando o mais importante reconhecimento da comunicação empresarial no Brasil, o Prêmio Aberje 2022 na etapa regional. A Aberje - Associação Brasileira de Comunicação Empresarial - promove todos os anos uma das maiores premiações do setor de comunicação.
CDP Clima 2022	A Neoenergia atingiu a pontuação A- do CDP Clima de 2022 (índice utilizado para avaliar o desempenho das empresas participantes do processo de seleção à carteira do ISE B3 na dimensão Mudança no Clima), permanecendo na A list, e pontuação B no caderno segurança hídrica, reforçando seu protagonismo na pauta ambiental.
Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3	Pelo terceiro ano consecutivo a Neoenergia se mantém na carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) B3 – Brasil, Bolsa, Balcão. A 18ª carteira do ISE B3 vigorar a partir de janeiro de 2023 reunindo 70 ações.

15. AUDITORES INDEPENDENTES

Em conformidade com a Instrução CVM nº 162, de 14 de julho de 2022, a Companhia declara que mantém contrato com a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda. ("Deloitte"), firmado em 01/03/2022, com vigência de 60 (sessenta) meses.
Em 2022, a Deloitte prestou serviços de auditoria pelo montante R$ 5.576.167,70, dos quais R$ 4.773.939,53 referem-se à auditoria das demonstrações financeiras (incluindo revisões trimestrais) e R$ 802.228,17 referem-se a outros serviços relacionados à auditoria, tais como revisão da tradução dos demonstrativos para inglês, relatório de asseguração limitada sobre Covenants, revisão das projeções dos fluxos de caixa para fins de pagamento de dividendos, auditoria de demonstrações regulatórias e procedimentos previamente acordados sobre relatório controle patrimonial. A política de atuação da Companhia quanto à contratação de serviços de auditoria externa se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor e consistem em: (a) o auditor não deve auditar seu próprio trabalho, (b) o auditor não deve exercer funções gerenciais na Companhia e (c) o auditor não deve promover os interesses da Companhia.

16. BALANÇO SOCIAL

O Relatório Anual de Sustentabilidade da empresa referente ao ano de 2022 será publicado até 31 de março de 2023 no site da companhia (www.neoenergia.com). A Neoenergia divulga seu desempenho em aspectos ambientais, sociais, econômicos e de governança anualmente, desde 2004, quando publicou seu primeiro Relatório Anual, como forma de demonstrar seu compromisso com a transparência e um modelo de crescimento sustentável. A partir de 2010, passou a elaborar o relatório com base nas normas da Global Reporting Initiative (GRI), além de seguir o Manual de Elaboração de Relatório Socioambiental e Econômico-Financeiro da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Desde 2020, também considera as orientações do International Integrated Reporting Council (IIRC) e os padrões Sustainability Accounting Standards (SASB) para o setor elétrico, e as recomendações contidas no Corporate Sustainability Assessment (CSA), da S&P Global, para o Dow Jones Sustainability Index (DJSI). A partir de 2021, o relatório adicionou as recomendações da Task Force on Climate-Related Financial Disclosure (TCFD, ou Força-Tarefa sobre Divulgação Financeira Relacionada ao Clima). O documento atende ainda a compromissos com o Pacto Global e os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), da Organização das Nações Unidas (ONU).

17. NOTA DE CONCILIAÇÃO

A Neoenergia s.a., apresenta os resultados do 4T22 e 2022 a partir de análises gerenciais que a administração entende traduzir da melhor forma o negócio da companhia, conciliada com os padrões internacionais de demonstrações financeiras (International Financial Reporting Standards – IFRS).

	Ano atual		Ano anterior		
Memória de Cálculo (CONSOLIDADO)	**4T22**	**2022**	**4T21**	**2021**	**Correspondência nas Notas Explicativas**
(+) Receita líquida	11.536	42.787	11.944	43.165	Demonstrações de resultado
(-) Valor de reposição estimado da concessão	(429)	(1.339)	(424)	(1.579)	Nota 5
(-) Outras receitas	(129)	(824)	(241)	(610)	Nota 5
(+) Ganho/perda na RAP	(99)	34	62	36	Nota 5.3
(+) Receita de operação e manutenção	34	131	27	70	Nota 5.3
(+) Operações fotovoltaicas	7	28	3	14	Nota 5.3
(+) Outras receitas - Outras receitas	1	5	17	24	Nota 5.3
= **RECEITA Operacional Líquida**	**10.921**	**40.822**	**11.388**	**41.120**	
(+) Custos com energia elétrica	(4.622)	(17.813)	(5.693)	(21.620)	Demonstrações de resultado
(+) Combustível para produção de energia	(109)	(125)	(132)	(558)	Nota 8
(+) Custos de construção	(2.356)	(8.001)	(1.973)	(6.362)	Demonstrações de resultado
(+) Operações fotovoltaicas	(6)	(21)	(3)	(13)	Nota 8
= **Custo com Energia**	**(7.093)**	**(25.960)**	**(7.801)**	**(28.553)**	
(+) Valor de reposição estimado da concessão	429	1.339	424	1.579	Nota 5
= **MARGEM BRUTA**	**4.257**	**16.201**	**4.011**	**14.146**	
(+) Custos de operação	(1.472)	(4.507)	(1.180)	(4.279)	Demonstrações de resultado
(+) Despesas com vendas	(93)	(360)	(118)	(374)	Demonstrações de resultado
(+) Outras receitas/despesas gerais e administrativas	(634)	(2.080)	(448)	(1.661)	Demonstrações de resultado
(-) Combustível para produção de energia	109	125	132	558	Nota 8
(-) Operações fotovoltaicas	6	21	3	13	Nota 8
(-) Depreciação	780	2.243	466	1.751	Nota 8
(+) Outras receitas	129	824	241	610	Nota 5
(-) Ganho/perda na RAP	99	(34)	(62)	(36)	Nota 5.3
(-) Receita de operação e manutenção	(34)	(131)	(27)	(70)	Nota 5.3
(-) Operações fotovoltaicas	(7)	(28)	(3)	(14)	Nota 5.3
(-) Outras receitas - Outras receitas	(1)	(5)	(17)	(24)	Nota 5.3
= **Despesa Operacional (PMSO)**	**(1.118)**	**(3.932)**	**(1.013)**	**(3.526)**	
(+) PECLD	(120)	(505)	(104)	(350)	Demonstrações de resultado
(-) Ajuste valor justo - investimento	(201)	(201)	(482)	(482)	Demonstrações de resultado
(+) Equivalência Patrimonial	17	19	(1)	68	Nota 15.1
EBITDA	**2.835**	**11.582**	**2.411**	**9.856**	
(+) Depreciação e Amortização	(611)	(2.243)	(531)	(1.984)	Demonstrações de resultado e Nota 8
(+) Resultado Financeiro	(947)	(3.800)	(909)	(2.283)	Demonstrações de resultado
(+) IR/CS	(323)	(752)	(310)	(1.523)	Demonstrações de resultado
(+) Minoritário	(18)	(69)	(26)	(141)	Demonstrações de resultado
LUCRO LÍQUIDO	**936**	**4.718**	**635**	**3.925**	Demonstrações de resultado

DISCLAIMER

Esse documento foi preparado pela NEOENERGIA S.A. visando indicar a situação geral e o andamento dos negócios da Companhia. O documento é propriedade da NEOENERGIA e não deverá ser utilizado para qualquer outro propósito sem a prévia autorização escrita da NEONERGIA.
A informação contida neste documento reflete as atuais condições e nosso ponto de vista até esta data, estando sujeitas a alterações. O documento contém declarações que apresentam expectativas e projeções da NEOENERGIA sobre eventos futuros. Estas expectativas envolvem vários riscos e incertezas, podendo, desta forma, haver resultados ou consequências diferentes daqueles aqui discutidos e antecipados, não podendo a Companhia garantir a sua realização.
Todas as informações relevantes, ocorridas no período e utilizadas pela Administração na gestão da Companhia, estão evidenciadas neste documento e na Informação Demonstrações Financeiras.
Demais informações sobre a empresa podem ser obtidas no Formulário de Referência, disponível no site da CVM e no site de Relações com Investidores do Grupo Neoenergia (ri.neoenergia.com)

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022 E 2021
(Valores expressos em milhões de reais, exceto pelos valores de lucro por ação)

		Consolidado		Controladora	
	Notas	**2022**	**2021**	**2022**	**2021**
Receita operacional, líquida	**5**	**42.787**	**43.165**	**1**	**4**
Custos dos serviços		**(30.321)**	**(32.261)**	**-**	**-**
Custos com energia elétrica	**6**	(17.813)	(21.620)	-	-
Custos de construção	**7**	(8.001)	(6.362)	-	-
Custos de operação	**8**	(4.507)	(4.279)	-	-
Lucro bruto		**12.466**	**10.904**	**1**	**4**
Perdas de crédito esperadas	**12.2**	(505)	(350)	-	-
Despesas com vendas	**8**	(360)	(374)	-	-
Outras receitas (despesas) gerais e administrativas	**8**	(2.080)	(1.661)	(290)	(227)
Ajuste a valor justo de ativos classificados como mantidos para venda	**15**	(201)	(482)	(201)	(482)
Equivalência Patrimonial	**15**	19	(165)	5.558	4.849
Lucro Operacional		**9.339**	**7.872**	**5.068**	**4.144**
Resultado Financeiro	**9**	**(3.800)**	**(2.283)**	**(383)**	**(263)**
Receitas Financeiras		1.548	755	335	187
Despesas Financeiras		(4.339)	(2.934)	(523)	(418)
Outros resultados financeiros, líquidos		(1.009)	(104)	(195)	(32)
Lucro antes dos tributos		**5.539**	**5.589**	**4.685**	**3.881**
Tributos sobre o lucro	**10.1.1**	**(752)**	**(1.523)**	**-**	**7**
Corrente		(722)	(566)	-	7
Diferido		(30)	(957)	-	-
Lucro líquido do exercício		**4.787**	**4.066**	**4.685**	**3.888**
Atribuível à:					
Acionistas controladores		4.718	3.925	4.685	3.888
Acionistas não controladores		69	141	-	-
Lucro básico e diluído por ação do capital – R$:	**23.2**	**3,89**	**3,35**	**3,86**	**3,20**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022 E 2021
(Valores expressos em milhões de reais)

	Consolidado		Controladora	
	2022	**2021**	**2022**	**2021**
Fluxo de caixa das atividades operacionais				
Lucro líquido do exercício	**4.787**	**4.066**	**4.685**	**3.888**
Ajustado por:				
Depreciação e amortização	2.280	1.777	167	164
Baixa de ativos não circulantes	213	126	-	-
Equivalência Patrimonial	(19)	165	(5.719)	(5.009)
Ajuste a valor justo de ativos classificados como mantidos para venda	201	482	201	482
Tributos sobre o lucro	752	1.523	-	(7)
Resultado financeiro, líquido	3.800	2.283	383	263
Valor de reposição estimado da concessão	(1.339)	(1.579)	-	-
Ressarcimento do risco hidrológico - GSF	-	(164)	-	-
Outros	(2)	(252)	-	-
Alterações no capital de giro:				
Contas a receber de clientes e outros	1.234	(1.318)	-	-
Concessão serviço público (Ativo contratual - Transmissão)	(3.646)	(3.591)	-	-
Fornecedores e contas pagar a empreiteiros e operações de desconto de títulos	(1.341)	685	35	(12)
Salários, benefícios a empregados e encargos a pagar, líquidos	(36)	(31)	(4)	(3)
Ativos e passivos financeiros setoriais, líquidos (Parcela A e outros)	2.559	(2.485)	-	-
Outros tributos a recuperar (recolher) e encargos setoriais, líquidos	(1.293)	20	(57)	(47)
Provisões, líquidas dos depósitos judiciais	(145)	(101)	-	(5)
Outros ativos e passivos, líquidos	(719)	62	307	(380)
Caixa gerado (consumido) nas operações	**7.286**	**1.668**	**(2)**	**(666)**
Dividendos e juros sobre capital próprio recebidos	87	46	4.738	3.411
Encargos de dívidas pagos	(2.649)	(1.250)	(330)	(144)
Instrumentos derivativos pagos, líquidos	(840)	71	(210)	(6)
Rendimentos de aplicações financeiras	822	186	95	14
Pagamento de juros – Arrendamentos	(26)	(15)	-	-
Tributos sobre o lucro pagos	(60)	(574)	-	-
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	**4.620**	**132**	**4.291**	**2.609**
Fluxo de caixa das atividades de investimentos				
Aquisição de imobilizado e intangível	(1.656)	(2.998)	(3)	(2)
Aquisição controlada CEB, líquido de caixa obtido na aquisição	-	(2.415)	-	-
Oferta pública de aquisição de ações da Neoenergia Pernambuco	-	-	(287)	-
Reclassificação do caixa dos ativos não circulante mantido para venda	(22)	-	-	-
Concessão serviço público (Ativo contratual – Distribuição)	(5.698)	(4.637)	-	-
Aumento de capital em investidas	(47)	(40)	(3.148)	(4.239)
Aplicação de títulos e valores mobiliários	(983)	(318)	(424)	-
Resgate de títulos e valores mobiliários	997	84	374	-
Mútuos recebidos	-	-	543	-
Caixa gerado (consumido) nas atividades de investimentos	**(7.409)**	**(10.324)**	**(2.945)**	**(4.241)**
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos				
Captação de empréstimos e financiamentos	12.923	15.718	1.473	3.296
Pagamento dos custos de captação	(94)	(77)	-	(8)
Pagamento de principal dos empréstimos e financiamentos	(8.171)	(5.230)	(2.204)	(296)
Depósitos em garantias	(30)	11	-	-
Obrigações vinculadas as concessões	326	376	-	-
Pagamento de principal – Arrendamentos	(47)	(44)	-	-
Instrumentos derivativos recebidos, líquidos	501	631	-	-
Oferta pública de aquisição de ações da Neoenergia Pernambuco	(326)	-	-	-
Remuneração paga aos acionistas da Neoenergia	(938)	(596)	(938)	(596)
Remuneração paga aos acionistas não controladores	(98)	(112)	-	-
Mútuos aplicados	-	-	(31)	-
Caixa gerado (consumido) nas atividades de financiamentos	**4.046**	**10.677**	**(1.700)**	**2.396**
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no exercício	**1.257**	**485**	**(354)**	**764**
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	5.545	5.060	1.131	367
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	6.802	5.545	777	1.131
Transações que não envolveram caixa:				
Ativo líquido combinação de negócios (nota 15.3)	-	1.744	-	-
Adição e atualização de provisões capitalizadas	215	206	-	-
Adições de obrigações especiais - incorporadas por meio de doações de bens	31	45	-	-
Contratos de arrendamento - IFRS 16	90	67	-	-
Fornecedores e contas a pagar a empreiteiros e operações de desconto de títulos	376	1.034	-	-

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022 E 2021
(Valores expressos em milhões de reais)

	Consolidado		Controladora	
	2022	**2021**	**2022**	**2021**
Lucro líquido do exercício	**4.787**	**4.066**	**4.685**	**3.888**
Outros resultados abrangentes				
Itens que não serão reclassificados para o resultado:				
Obrigações com benefícios à empregados	(38)	254	-	-
Hedge de fluxo de caixa	3	(208)	-	-
Tributos diferidos sobre resultados abrangentes	12	(68)	-	-
Equivalência Patrimonial	-	-	(9)	(24)
Total dos itens que não serão reclassificados para o resultado	**(23)**	**(22)**	**(9)**	**(24)**
Itens que serão reclassificados para o resultado:				
Hedge de fluxo de caixa	(608)	(359)	(251)	(69)
Tributos diferidos sobre resultados abrangentes	122	93	-	-
Equivalência Patrimonial	-	-	(225)	(191)
Total dos itens que serão reclassificados para o resultado	**(486)**	**(266)**	**(476)**	**(260)**
Outros resultados abrangentes do exercício, líquido dos tributos	**(509)**	**(288)**	**(485)**	**(284)**
Resultado abrangente do exercício	**4.278**	**3.778**	**4.200**	**3.604**
Atribuível à:				
Acionistas controladores	4.233	3.641	4.200	3.604
Acionistas não controladores	45	137	-	-

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

BALANÇO PATRIMONIAL EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DEZEMBRO DE 2022 E 2021
(Valores expressos em milhões de reais)

		Consolidado		Controladora	
	Notas	**2022**	**2021**	**2022**	**2021**
Ativo					
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	**11**	6.802	5.545	777	1.131
Contas a receber de clientes e outros	**12**	7.805	8.626	-	-
Títulos e valores mobiliários		99	72	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	**19.3**	183	738	-	-
Tributos sobre o lucro a recuperar	**10.1.3**	1.040	848	259	192
Outros tributos a recuperar	**10.3.1**	1.876	2.085	1	1
Dividendos e juros sobre capital próprio a receber	**15**	49	25	763	629
Ativo financeiro setorial (Parcela A e outros)	**13**	252	1.681	-	-
Concessão do serviço público (ativo contratual)	**14.2**	715	492	-	-
Outros ativos circulantes		1.037	871	87	634
		19.858	**20.983**	**1.887**	**2.587**
Ativo não circulante mantido para a venda	**15.3**	1.730	797	1.577	797
Total do circulante		**21.588**	**21.780**	**3.464**	**3.384**
Não circulante					
Contas a receber de clientes e outros	**12**	340	378	-	-
Títulos e valores mobiliários		414	387	61	-
Instrumentos financeiros derivativos	**19.3**	774	1.463	-	-
Tributos sobre o lucro a recuperar	**10.1.3**	30	7	-	-
Outros tributos a recuperar	**10.3.1**	3.749	4.863	-	-
Tributos sobre o lucro diferidos	**10.1.2**	611	727	-	-
Depósitos Judiciais	**20.1**	1.244	1.087	62	55
Ativo financeiro setorial (Parcela A e outros)	**13**	-	352	-	-
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	**14.1**	23.493	18.516	-	-
Concessão do serviço público (ativo contratual)	**14.2**	15.980	12.447	-	-
Outros ativos não circulantes		102	94	75	9
Investimentos em controladas, coligadas e joint ventures	**15**	359	1.200	29.487	26.942
Direito de uso		182	138	-	-
Imobilizado	**16**	10.846	9.560	26	26
Intangível	**17**	12.606	12.801	3	2
Total do não circulante		**70.730**	**64.020**	**29.714**	**27.034**
Total do ativo		**92.318**	**85.800**	**33.178**	**30.418**

		Consolidado		Controladora	
	Notas	**2022**	**2021**	**2022**	**2021**
Passivo					
Circulante					
Fornecedores e contas a pagar a empreiteiros e operações de desconto de títulos	**18**	4.287	5.538	158	122
Empréstimos e financiamentos	**19.2**	7.289	7.940	720	2.276
Passivo de arrendamento		48	38	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	**19.3**	289	134	41	27
Salários, benefícios a empregados e encargos a pagar	**22**	806	661	18	22
Tributos sobre o lucro a recolher	**10.1.3**	132	29	-	-
Outros tributos e encargos setoriais a recolher	**10.3.2**	1.222	1.690	96	67
Passivo financeiro setorial (Parcela A e outros)	**13**	124	-	-	-
Ressarcimento à consumidores – Tributos federais	**10.4**	1.451	1.500	-	-
Dividendos e juros sobre capital próprio	**23.2**	1.001	805	985	786
Provisões e outras obrigações	**20**	378	256	-	-
Outros passivos circulantes	**21**	1.236	1.349	125	51
		18.263	**19.940**	**2.143**	**3.351**
Passivos diretamente associados a ativos não circulante mantido para venda		153	-	-	-
Total do circulante		**18.416**	**19.940**	**2.143**	**3.351**
Não circulante					
Fornecedores e contas a pagar a empreiteiros e operações de desconto de títulos	**18**	164	148	-	-
Empréstimos e financiamentos	**19.2**	36.214	30.683	3.881	3.097
Passivo de arrendamento		158	108	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	**19.3**	951	197	467	101
Salários, benefícios a empregados e encargos a pagar	**22**	744	789	-	-
Tributos sobre o lucro a recolher	**10.1.3**	28	27	7	7
Tributos sobre o lucro diferidos	**10.1.2**	1.524	1.766	3	3
Outros tributos e encargos setoriais a recolher	**10.3.2**	1.438	1.128	-	-
Passivo financeiro setorial (Parcela A e outros)	**13**	702	342	-	-
Ressarcimento à consumidores – Tributos federais	**10.4**	3.134	4.529	-	-
Provisões e outras obrigações	**20.1**	1.639	1.601	1	1
Outros passivos não circulantes	**21**	269	304	23	22
Total do não circulante		**46.965**	**41.622**	**4.382**	**3.231**
Patrimônio Líquido	**23**				
Atribuído aos acionistas da Neoenergia S.A.		26.739	23.886	26.653	23.836
Atribuído aos acionistas não controladores		198	352	-	-
Total do patrimônio líquido		**26.937**	**24.238**	**26.653**	**23.836**
Total do passivo e do patrimônio líquido		**92.318**	**85.800**	**33.178**	**30.418**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 16/02/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/02/16/NEOENERGIA1567776416022023.pdf

Hash:16765047730418 57c75ab541819dd786e001b9a3c4

NEOENERGIA

CNPJ nº 01.083.200/0001-18 | CVM nº 01553-9 | Companhia Aberta

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022 E 2021 (Valores expressos em milhões de reais)

Consolidado

	Capital social	Reserva de capital	Transação com os sócios e outros	Outros resultados abrangentes	Reservas de lucro: Reserva legal	Reservas de lucro: Reserva de lucros a realizar	Reservas de lucro: Reserva de retenção de lucros	Lucros acumulados	Atribuídos aos acionistas da Neoenergia S. A	Atribuídos aos acionistas não controladores	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2021	12.920	129	(1.542)	(281)	1.200	247	11.213	-	23.886	352	24.238
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	4.718	4.718	69	4.787
Outros resultados abrangentes (nota 23.3)	-	-	-	(485)	-	-	-	-	(485)	(24)	(509)
Destinação do lucro líquido:											
Constituição de reservas de lucros (nota 23.6)	-	-	33	-	234	-	3.267	(3.534)	-	-	-
Remuneração aos acionistas da Neoenergia (nota 23.2)	-	-	-	-	-	-	-	(1.184)	(1.184)	-	(1.184)
Remuneração aos acionistas não controladores									-	(99)	(99)
Transações com os sócios											
Pagamento baseado em ações (nota 22.2)	-	30	-	-	-	-	-	-	30	-	30
Compra de participação adicional de controladas	-	-	(226)	-	-	-	-	-	(226)	(100)	(326)
Saldos em 31 de dezembro de 2022	12.920	159	(1.735)	(766)	1.434	247	14.480	-	26.739	198	26.937
Saldos em 31 de dezembro de 2020	12.920	96	(1.597)	3	1.006	247	8.492	-	21.167	342	21.509
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	3.925	3.925	141	4.066
Outros resultados abrangentes (nota 23.3)	-	-	-	(284)	-	-	-	-	(284)	(4)	(288)
Destinação do lucro líquido:											
Constituição de reservas de lucros (nota 23.6)			37		194	-	2.721	(2.952)	-	-	-
Remuneração aos acionistas da Neoenergia (nota 23.2)	-	-	-	-	-	-	-	(973)	(973)	-	(973)
Remuneração aos acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(95)	(95)
Transações com os sócios											
Pagamento baseado em ações (nota 22.2)	-	33	-	-	-	-	-	-	33	1	34
Compra de participação adicional de controladas	-	-	18	-	-	-	-	-	18	(33)	(15)
Saldos em 31 de dezembro de 2021	12.920	129	(1.542)	(281)	1.200	247	11.213	-	23.886	352	24.238

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022 E 2021 (Valores expressos em milhões de reais)

Controladora

	Capital social	Reserva de capital	Transação com os sócios e outros	Outros resultados abrangentes	Reservas de lucro: Reserva legal	Reservas de lucro: Reserva de lucros a realizar	Reservas de lucro: Reserva de retenção de lucros	Lucros Acumulados	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2021	12.920	129	(1.579)	(281)	1.200	234	11.213	-	23.836
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	4.685	4.685
Outros resultados abrangentes (nota 23.3)	-	-	-	(485)	-	-	-	-	(485)
Destinação do lucro líquido:									
Constituição de reservas de lucros (nota 23.6)	-	-	-	-	234	-	3.267	(3.501)	-
Remuneração aos acionistas da Neoenergia (nota 23.2)	-	-	-	-	-	-	-	(1.184)	(1.184)
Transações com os sócios									
Pagamento baseado em ações (nota 22.2)	-	27	-	-	-	-	-	-	27
Compra de participação adicional de controladas	-	-	(226)	-	-	-	-	-	(226)
Saldos em 31 de dezembro de 2022	12.920	156	(1.805)	(766)	1.434	234	14.480	-	26.653
Saldos em 31 de dezembro de 2020	12.920	96	(1.597)	3	1.006	234	8.492	-	21.154
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	3.888	3.888
Outros resultados abrangentes (nota 23.3)	-	-	-	(284)	-	-	-	-	(284)
Destinação do lucro líquido:									
Constituição de reservas de lucros (nota 23.6)	-	-	-	-	194	-	2.721	(2.915)	-
Remuneração aos acionistas da Neoenergia (nota 23.2)	-	-	-	-	-	-	-	(973)	(973)
Transações com os sócios									
Pagamento baseado em ações (nota 22.2)	-	33	-	-	-	-	-	-	33
Compra de participação adicional de controladas	-	-	18	-	-	-	-	-	18
Saldos em 31 de dezembro de 2021	12.920	129	(1.579)	(281)	1.200	234	11.213	-	23.836

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022 E 2021 (Valores expressos em milhões de reais)

	Consolidado 2022	Consolidado 2021	Controladora 2022	Controladora 2021
Receitas				
Vendas de energia, serviços e outros	59.941	59.378	1	4
Receita de construção de ativos próprios	1.031	790	-	-
Perda de crédito esperadas	(505)	(350)	-	-
	60.467	**59.818**	**1**	**4**
Insumos adquiridos de terceiros				
Energia elétrica comprada para revenda	(14.445)	(17.531)	-	-
Encargos de uso da rede básica de transmissão	(5.518)	(6.345)	-	-
Matérias-primas consumidas	(139)	(554)	-	-
Materiais, serviços de terceiros e outros	(11.413)	(9.182)	(211)	(162)
	(31.515)	**(33.612)**	**(211)**	**(162)**
Valor adicionado bruto	**28.952**	**26.206**	**(210)**	**(158)**
Depreciação e amortização	(2.280)	(1.782)	(167)	(164)
Ajuste a valor justo de ativos classificados como mantidos para venda	(201)	(482)	(201)	(482)
Valor adicionado líquido produzido pela entidade	**26.471**	**23.942**	**(578)**	**(804)**
Valor adicionado recebido em transferência				
Receitas financeiras	6.830	4.415	760	314
Equivalência patrimonial	19	(165)	5.719	5.009
	6.849	**4.250**	**6.479**	**5.323**
Valor adicionado total a distribuir	**33.320**	**28.192**	**5.901**	**4.519**
Distribuição do valor adicionado				
Pessoal				
Remunerações de empregados e administradores	1.240	936	57	47
Férias e 13º salário	251	217	-	-
Encargos sociais (exceto INSS)	112	118	-	-
Benefícios	751	744	-	-
Outros	(557)	(409)	4	4
Subtotal	**1.797**	**1.606**	**61**	**51**
Impostos, taxas e contribuições				
INSS (sobre folha de pagamento)	334	252	10	8
ICMS	8.165	8.725	-	-
PIS e COFINS	2.306	2.366	18	10
Tributos sobre o lucro	752	1.523	-	(7)
Obrigações intrassetoriais	4.568	2.867	-	-
Outros	64	52	1	1
Subtotal	**16.189**	**15.785**	**29**	**12**
Remuneração de capital de terceiros				
Juros e variações cambiais	10.533	6.729	1.126	568
Aluguéis	14	6	-	-
Subtotal	**10.547**	**6.735**	**1.126**	**568**
Remuneração de capitais próprios				
Remuneração aos acionistas da Neoenergia	1.184	973	1.184	973
Lucros retidos	3.534	2.952	3.501	2.915
Participação dos acionistas não controladores	69	141	-	-
Subtotal	**4.787**	**4.066**	**4.685**	**3.888**
Valor adicionado distribuído	**33.320**	**28.192**	**5.901**	**4.519**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2022 E 2021

(Valores expressos em milhões de reais, exceto quando indicado)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Neoenergia S.A. ("Controladora") com sede na Praia do Flamengo, 78 - 3º andar - Flamengo - Rio de Janeiro - RJ, é uma sociedade por ações de capital aberto, (NEOE3) com ações admitidas à negociação no mercado de ações da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão ("B3"), no segmento Novo Mercado, Bolsa, Balcão constituída com o objetivo principal de atuar como *holding*, participando no capital de outras sociedades.

A Neoenergia S.A e suas controladas diretas e indiretas ("Companhia" ou "Grupo") são dedicadas primariamente às atividades de distribuição, transmissão, geração e comercialização de energia elétrica, representada em três segmentos estratégicos de atuação (i) Redes, (ii) Renováveis e (iii) Liberalizados.

1.1 Concessões do Serviço Público e Autorizações de serviços de energia elétrica

A Companhia possui total direito de determinar as políticas operacionais e financeiras dos ativos que estão sob o escopo dos contratos de concessão e/ou autorização de serviços públicos. As políticas operacionais e financeiras abarcam medidas relativas a investimento de capital, pessoal e tecnológica. Em regra, este direito está limitado somente as vedações previstas nos contratos assinados junto ao poder concedente, legislação ou ato infra legal específico do setor de energia elétrica emitidos pelo Poder Concedente e/ou pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Os ativos de infraestrutura utilizados na geração, distribuição e na transmissão de energia são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização da ANEEL.

O Grupo e as empresas coligadas e controladas em conjunto possuem o direito de explorar, indiretamente, as seguintes concessões, autorizações/permissões de distribuição, comercialização, transmissão e de geração de energia:

Distribuição

Empresa	Estado	Data de Concessão	Data de Vencimento	Número de Municípios	Ciclo tarifário	Última revisão
Neoenergia Coelba	Bahía	08/08/1997	07/08/2027	415	5 anos	Abr/2018
Neoenergia Cosern	Rio Grande do Norte	31/12/1997	30/12/2027	167	5 anos	Abr/2018
Neoenergia Elektro	São Paulo	27/08/1998	26/08/2028	223	4 anos	Ago/2019
Neoenergia Elektro	Mato Grosso do Sul	27/08/1998	26/08/2028	5	4 anos	Ago/2019
Neoenergia Brasília	Distrito Federal	26/08/1999	07/07/2045	1	5 anos	Out/2021
Neoenergia Pernambuco	Pernambuco	30/03/2000	29/03/2030	184	4 anos	Abr/2021
Neoenergia Pernambuco	Distrito de Fernando de Noronha	30/03/2000	29/03/2030	1	4 anos	Abr/2021
Neoenergia Pernambuco	Paraíba	30/03/2000	29/03/2030	1	4 anos	Abr/2021

Transmissão em operação

Empresa	Estado	Data de Concessão	Data de Vencimento	Ciclo tarifário	Última revisão
Afluente T	Bahia	08/08/1997	08/08/2027	5 anos	2020
SPE SE Narandiba S.A. (SE Narandiba)	Bahia	28/01/2009	28/01/2039	5 anos	2019
SPE SE Narandiba S.A. (SE Extremoz)	Rio Grande do Norte	10/05/2012	10/05/2042	5 anos	2022
SPE SE Narandiba S.A. (SE Brumado)	Bahia	27/08/2012	27/08/2042	5 anos	2018
Potiguar Sul	Paraíba e Rio Grande do Norte	01/08/2013	01/08/2043	5 anos	2019
Sobral	Ceará	31/07/2017	31/07/2047	5 anos	-
Atibaia	São Paulo	31/07/2017	31/07/2047	5 anos	-
Biguaçu	Santa Catarina	31/07/2017	31/07/2047	5 anos	-
Dourados	Mato Grosso do Sul e São Paulo	31/07/2017	31/07/2047	5 anos	-
Santa Luzia	Paraíba e Ceará	08/03/2018	08/03/2048	5 anos	-
Jalapão	Tocantins, Bahia e Piauí	08/03/2018	08/03/2048	5 anos	-

Em Janeiro de 2022, entrou em operação comercial a linha de transmissão de Jalapão (Lote 4 – Leilão de Transmissão nº 02/2017, de dezembro de 2017). A linha, LT 500 kV Miracema – Gilbués II – Barreiras II, conta com 729km de extensão.

O lote de Jalapão conta com uma RAP anualizada de R$ 149 e foi entregue com antecipação de 14 meses e um saving de Capex 34%, ambos em relação ao estimado pela ANEEL.

Em Agosto de 2022, foram concluídas as obras relacionadas ao seccionamento da Linha de Transmissão 230 kV Ivinhema 2 – Dourados na subestação Dourados 2. A conclusão dessa obra permitiu a emissão do termo de liberação definitiva – TLD e consequentemente, a transmissora Dourados passou a ter direito a 100% da RAP.

Transmissão em construção

Empresa	Estado	Data de Concessão	Data de Vencimento
Guanabara	Rio de Janeiro	22/03/2019	22/03/2049
Itabapoana	Rio de Janeiro	22/03/2019	22/03/2049
Lagos dos Patos	Rio Grande do Sul e Santa Catarina	22/03/2019	22/03/2049
Vale do Itajaí	Paraná e Santa Catarina	22/03/2019	22/03/2049
Rio Formoso	Bahia	20/03/2020	20/03/2050
Morro do Chapéu	Bahia	31/03/2021	31/03/2051
EKTT 8	Minas Gerais	31/03/2022	31/03/2052

Em Setembro de 2022 foram assinados os contratos de concessão nº 07/2022 e 16/2022 referentes aos lotes 02 e 11, respectivamente, que foram arrematados pelo Grupo Neoenergia no Leilão de Transmissão nº 01/2022 promovido pela ANEEL. O lote 02, prevê a construção de 1.707 km de linhas entre os estados de Minas Gerais e São Paulo e foi arrematado por uma Receita Anual Permitida (RAP) de R$ 360, com deságio de 50,33%. A previsão de investimento pelo órgão regulador nesse empreendimento é de cerca de R$ 4.938. Já o lote 11 foi arrematado por uma RAP de R$ 38 e o deságio de 45,75% e prevê instalações localizadas no Mato Grosso do Sul.

Os lotes arrematados no Leilão de Transmissão nº 01/2022-ANEEL encontram-se em fase de elaboração do projeto básico das instalações de transmissão vinculadas aos seus respectivos contratos de concessão com prazo de até 180 dias contados da data de assinatura do contrato de concessão.

Comercialização

Empresa	Localidade, estado	Data de autorização
NC Energia	Rio de Janeiro, RJ	22/11/2000
Elektro Comercializadora	Campinas, SP	26/05/2003

Geradoras em operação

Empresa	Tipo de Usina	Localidade, estado	Data de autorização	Data de Vencimento	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW med)
Neoenergia Pernambuco – Fernando de Noronha	Térmica a diesel	Distrito de Fernando de Noronha, PE	21/12/1989	30/03/2030	4,8 MW	1,9
Itapebi	Hidrelétrica – UHE	Rio Jequitinhonha, BA	28/05/1999	15/05/2039	462,011 MW	209,1
Termopernambuco	Termelétrica – UTE	Complexo Portuário do Suape, PE	18/12/2000	18/12/2030	532,756 MW	504,12
Geração CIII - Corumbá III	Hidrelétrica – UHE	Rio Corumbá, GO	07/11/2001	22/04/2040	96,447 MW	49,3
Baguari I	Hidrelétrica – UHE	Rio Doce, MG	15/08/2006	20/03/2046	140,0 MW	84,7
Energética Águas da Pedra – Dardanelos	Hidrelétrica – UHE	Rio Aripuanã, MT	03/07/2007	19/11/2048	261,0 MW	154,9
Belo Monte – Norte Energia	Hidrelétrica – UHE	Rio Xingu, PA	26/08/2010	11/07/2046	11.233,1MW	4.571,0
Companhia Hidrelétrica Teles Pires	Hidrelétrica – UHE	Rio Teles Pires, MT	07/06/2011	28/01/2047	1.819,8 MW	939,4
Geração Céu Azul – Baixo Iguaçu	Hidrelétrica – UHE	Rio Iguaçu, PR	20/08/2012	03/12/2049	350,2 MW	172,4

Parques eólicos em operação

Empresa	Localidade, estado	Data de autorização	Data de Vencimento	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW med)
Enerbrasil	Rio do Fogo, RN	20/12/2001	20/12/2031	49,3 MW	20,74
Caetité 2	Caetité, BA	07/02/2011	07/02/2046	30,0 MW	14,7
Caetité 3	Caetité, BA	24/02/2011	24/02/2046	30,0 MW	11,2
Mel 2	Areia Branca, RN	28/02/2011	28/02/2046	20,0 MW	8,8
Arizona 01	Rio do Fogo, RN	04/03/2011	04/03/2046	28,0 MW	12,9
Calango 1	Bodó, Santana do Matos, Lagoa Nova, RN	28/04/2011	28/04/2046	30,0 MW	13,9
Calango 2	Bodó, Santana do Matos, Lagoa Nova, RN	09/05/2011	09/05/2046	30,0 MW	12,8
Calango 4	Bodó, Santana do Matos, Lagoa Nova, RN	19/05/2011	19/05/2046	30,0 MW	13,5
Calango 3	Bodó, Santana do Matos, Lagoa Nova, RN	30/05/2011	30/05/2046	30,0 MW	13,9
Calango 5	Bodó, Santana do Matos, Lagoa Nova, RN	02/06/2011	02/06/2046	30,0 MW	13,7
Caetité 1	Caetité, BA	29/10/2012	29/10/2042	30,0 MW	13,0
Santana 1	Bodó, RN	14/11/2014	14/11/2049	30,0 MW	17,3
Santana 2	Lagoa Nova, RN	14/11/2014	14/11/2049	24,0 MW	13,1
Calango 6	Bodó, RN	20/11/2014	20/11/2049	30,0 MW	18,5
Canoas	São José do Sabugi, PB	04/08/2015	04/08/2050	31,5 MW	17,7
Lagoa 1	Santa Luzia, PB	04/08/2015	04/08/2050	31,5 MW	18,7
Lagoa 2	São José do Sabugi, PB	04/08/2015	04/08/2050	31,5 MW	17,5
Chafariz 1	Santa Luzia, PB	21/06/2018	21/06/2053	34,65 MW	18,2
Chafariz 2	Santa Luzia, PB	21/06/2018	21/06/2053	34,65 MW	17,4
Chafariz 3	Santa Luzia, PB	21/06/2018	21/06/2053	34,65 MW	18,2
Chafariz 6	Santa Luzia, PB	21/06/2018	21/06/2053	31,185 MW	15,2
Chafariz 7	Santa Luzia, PB	21/06/2018	21/06/2053	34,65 MW	18,3
Lagoa 3	São José do Sabugi, PB	26/06/2018	26/06/2053	34,65 MW	17,2
Lagoa 4	Santa Luzia, PB	26/06/2018	26/06/2053	20,79 MW	10,2
Canoas 2	Santa Luzia, PB	26/06/2018	26/06/2053	34,65 MW	16,3
Canoas 4	São José do Sabugi, PB	26/06/2018	26/06/2053	34,65 MW	16,5
Chafariz 4	Santa Luzia e Areia de Baraúnas, PB	05/02/2019	05/02/2054	34,65 MW	18,2
Chafariz 5	Santa Luzia, PB	05/02/2019	05/02/2054	34,65 MW	16,8
Canoas 3	Santa Luzia e São José do Sabugi, PB	05/02/2019	05/02/2054	34,65 MW	17,5
Ventos de Arapuá 1	Santa Luzia, Areia de Baraúnas e São Mamede, PB	05/02/2019	05/02/2054	24,255 MW	11,8
Ventos de Arapuá 2	Santa Luzia, Areia de Baraúnas e São Mamede, PB	05/02/2019	05/02/2054	34,65 MW	17,5
Ventos de Arapuá 3	Santa Luzia, Areia de Baraúnas e São Mamede, PB	05/02/2019	05/02/2054	13,86 MW	5,9
Oitis 1	Dom Inocêncio, PI	29/11/2019	29/11/2054	49,50 MW	26,1
Oitis 8	Dom Inocêncio, PI	29/11/2019	29/11/2054	49,50 MW	25,5
Oitis 2	Dom Inocêncio, PI	24/12/2019	24/12/2054	27,50 MW	-
Oitis 3	Dom Inocêncio, PI	24/12/2019	24/12/2054	49,50 MW	-
Oitis 4	Dom Inocêncio, PI	24/12/2019	24/12/2054	49,50 MW	-
Oitis 5	Dom Inocêncio, PI	24/12/2019	24/12/2054	49,50 MW	-
Oitis 6	Dom Inocêncio, PI	24/12/2019	24/12/2054	49,50 MW	-
Oitis 7	Dom Inocêncio, PI	24/12/2019	24/12/2054	49,50 MW	-
Oitis 21	Casa Nova, BA	24/12/2019	24/12/2054	44,00 MW	-
Oitis 22	Casa Nova, BA	24/12/2019	24/12/2054	49,50 MW	-

O Complexo Oitis está localizado nos estados do Piauí e da Bahia, terá uma capacidade instalada total de 566,5 MW, com 103 aerogeradores cada um com potência de 5,5 MW, e será composto por 12 parques Eólicos, que terão 96% de sua energia destinada à comercialização no mercado livre de energia e 4% destinada à comercialização no mercado regulado de energia.

A previsão é que a entrada em operação do total do complexo se dê no segundo semestre de 2023.

Parques eólicos em construção

Empresa	Localidade, estado	Data de autorização	Data de Vencimento	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW med)
Oitis 9	Dom Inocêncio, PI	24/12/2019	23/12/2054	49,50 MW	-
Oitis 10	Dom Inocêncio, PI	24/12/2019	23/12/2054	49,50 MW	-

Parques solares fotovoltaicos em operação

Empresa	Localidade, estado	Data de autorização	Data de Vencimento	Capacidade Instalada (MW)
Luzia 2	Santa Luzia, PB	26/05/2020	25/05/2055	58,932 MW
Luzia 3	Santa Luzia, PB	26/05/2020	25/05/2055	58,932 MW

1.2 Gestão de riscos financeiros e operacionais

A Política de Riscos Financeiros se aplica a todos os negócios que integram o Grupo Neoenergia, dentro dos limites previsto aplicável às atividades reguladas que geram exposição a riscos financeiros, devendo ser reproduzida por suas controladas, observando seus respectivos estatutos sociais e a legislação aplicável. Estão incluídas diretrizes e limites específicos para gerenciamento de risco cambial e de commodities, risco de taxas de juros e índices de preços, risco liquidez e risco solvência, assim como a utilização de instrumentos derivativos para fins proteção, cuja utilização para fins especulativos é expressamente proibida. A Política de Risco Operacional em Transações de Mercado estabelece o controle e gestão dos riscos nas transações de longo e curto prazo de gestão de energia e tesouraria.

1.2.1 Gestão de Riscos Financeiros

Considerações gerais e políticas internas

A Política de Gestão de Risco aprovada pelo Conselho de Administração define os princípios, diretrizes e estrutura para gestão de riscos da Companhia, incluindo, mas não se limitando, a gestão dos riscos operacionais e financeiros, com destaque para os riscos de mercado e crédito.

Este sistema de gerenciamento de riscos está aderente ao modelo do atual acionista controlador e sua política global de riscos.

A estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos de mercado da Companhia é composta pelo Conselho de Administração, Diretoria Executiva Colegiada, Diretoria Financeira, Superintendência de Gestão de Risco, Comitê de Auditoria, além das estruturas de Auditoria Interna e de Controles Internos.

A Superintendência de Riscos define as estratégias de mitigação de riscos de mercado envolvendo outras exposições e derivativos, enquanto a Superintendência Corporativa Financeira é responsável pela execução das operações que envolvam derivativos. A independência entre as áreas garante um controle efetivo sobre estas operações.

A aprovação de operações envolvendo derivativos é realizada por alçada competente conforme Política de Limites e Alçadas do Grupo Neoenergia e estatutos das controladas da Companhia.

As principais diretrizes em relação a estratégias de hedge, são:

- Todo instrumento de dívida denominado ou indexado à moeda estrangeira deverá ter sua exposição cambial protegida (convertida para Reais) por meio de operações de hedge;
- O risco de câmbio e de commodities deverá ser controlado e mitigado para todos os projetos de investimento, independentemente do valor;
- Instrumentos não-dívida com desembolsos sujeitos a exposição cambial deverão ser avaliados e, se considerado necessário, deverão ser realizadas operações de hedge para mitigar o risco cambial;
- Avaliar o risco das dívidas em moeda local e, se considerado necessário, contratar operações de hedge para mitigar o risco de taxa de juros, de acordo com o perfil desejado das dívidas pré-fixadas e flutuantes e considerando tanto a indexação natural a índices de preços nas receitas e custos quanto à composição de índices de juros que remuneram carteira de aplicações;
- Não é permitida a contratação de derivativos para fins especulativos. Sua utilização é dedicada exclusivamente para fins de hedge; e
- Não é permitida a contratação de derivativos 'exóticos' nem 'alavancados'.

A estratégia da Companhia foi desenvolvida através da visão integrada dos riscos aos quais está exposta, considerando não apenas o risco de mercado, gerado pelas possíveis mudanças nos preços e cotações das variáveis ativas e passivas nas quais mantém posições, e o risco de liquidez, mas também o risco de crédito, proveniente de obrigações assumidas por terceiros para com a Companhia, entre outros.

Riscos	Origem da exposição	Gestão
Risco de mercado – Taxa de câmbio	Empréstimos e financiamentos e outros instrumentos financeiros que não são denominados em BRL.	Operações de swap e a termo
Risco de mercado – Taxa de juros (incluindo índices inflacionários)	Passivos atuárias, empréstimos e financiamentos indexados a diferentes taxas de juros incluindo, mas não se limitando, a LIBOR[1] e CDI.	Operações de swap, gestão de limite de exposição de ativos e passivos por componente de taxa de juros e índices inflacionários.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 16/02/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link

https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/02/16/NEOENERGIA1567776416022023.pdf

Hash:1676504773041857c75ab541819dd786e001b9a3c4

NEOENERGIA

CNPJ nº 01.083.200/0001-18 | CVM nº 01553-9 | Companhia Aberta

Riscos	Origem da exposição	Gestão
Risco de mercado – Preços de produtos e insumos	Volatilidade dos preços de commodities metálicas e energia elétrica.	Contratos de longo prazo com fixação de preços aderentes as projeções internas; ou operações a termo.
Risco de crédito	Recebíveis, transações com derivativos, garantias, adiantamentos a fornecedores e investimentos financeiros.	Diversificação da carteira e políticas para monitoramento de indicadores de solvência e liquidez das contrapartes.
Risco de liquidez	Obrigações contratuais ou assumidas.	Disponibilidade de linhas de crédito rotativo.
Risco de solvência	Passivos financeiros, obrigações contratuais ou assumidas.	Monitoramento dos covenants financeiros e da situação econômico-financeira da Companhia.

(1) O Grupo está em processo de transição da taxa de juros de referência LIBOR para uma nova taxa de referência a ser concluída em 2023. Tendo em vista que a substituição da taxa referencial por outra, se refletirá tanto no contrato da dívida como no instrumento derivativo, a Companhia não espera que haja impacto na relação de hedge vigente.

A Administração entende que está adequada e alinhada às melhores práticas de mercado quanto a estrutura operacional e de controles internos da Companhia para garantir o cumprimento das diretrizes da Política de Riscos Financeiros e Política de Risco de Crédito.

(a) Gestão de risco de mercado

(i) Risco de taxa de câmbio

A Companhia, visando assegurar que oscilações nas taxas de câmbio não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possuía em 31 de dezembro de 2022, operações de hedge cambial, para a totalidade de suas dívidas em moeda estrangeira e para seus principais desembolsos e investimentos previstos em moeda estrangeira. As estratégias de hedge cambial estão descritas na nota 25.7.

(ii) Risco de taxas de juros

Este risco é oriundo da possibilidade de perdas financeiras causadas por flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida que impactem principalmente as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos ou os rendimentos das aplicações financeiras. Desta forma, a Companhia monitora continuamente as taxas de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de proteção contra o risco de volatilidade dessas taxas. As estratégias de hedge de taxas de juros são descritas na nota 25.7.

(iii) Risco de Inflação

A elevação das taxas de inflação e eventuais políticas anti-inflacionárias adotadas pelo Governo Federal podem acarretar a elevação das despesas financeiras relacionadas a empréstimos e financiamentos indexados a índices de preços. A Companhia busca manter o equilíbrio entre os ativos e passivos indexados à índices de preços de alta correlação, buscando mitigar eventuais riscos decorrentes da inflação. As estratégias de hedge de índices de inflação são descritas na nota 25.7.

(iv) Risco de preço de *commodities*

Este risco é oriundo da possibilidade de perdas financeiras causadas por elevação dos preços das commodities que são utilizadas pela Companhia em suas atividades operacionais.

Commodities metálicas: variações nos preços de *commodities* metálicas podem impactar a rentabilidade dos projetos de investimentos, nos contratos com fornecedores e no pagamento maior de Capex implicando em aumento indesejado da dívida da Companhia.

Commodities energéticas: os preços das *commodities* energéticas são influenciados por fatores específicos dos negócios de geração de energia como demanda e oferta, hidrologia, recursos eólicos e solares, além da entrada ou atraso de novos projetos na matriz energética. As variações nos preços de commodities energéticas podem causar perda potencial de margem e/ou valor. A gestão do risco de preço de energia é realizada na análise da sobrecontratação de energia das distribuidoras do grupo, na cobertura de lastro da energia comercializada e na venda da energia ao cliente final.

(b) Risco de liquidez

O risco de liquidez é associado à possibilidade, da Companhia não honrar com seus compromissos nos respectivos vencimentos. A gestão financeira adotada pela Companhia busca constantemente a mitigação do risco de liquidez, tendo como principais pontos o alongamento de prazos dos empréstimos e financiamentos, não concentração de vencimentos, diversificação de instrumentos financeiros e o hedge das dívidas em moeda estrangeira. O permanente monitoramento do fluxo de caixa permite a identificação de eventuais necessidades de captação de recursos com a antecedência necessária para a estruturação e escolha das melhores fontes. Havendo sobras de caixa, são realizadas aplicações financeiras para os recursos excedentes, com o objetivo de preservar e rentabilizar a liquidez da Companhia, de forma que as aplicações sejam alocadas preferencialmente em fundos exclusivos e tenham como diretriz alocar os recursos em ativos de liquidez diária.

A Companhia gerencia o risco de liquidez também mantendo adequadas reservas de recursos e linhas de crédito aprovadas com algumas das principais instituições financeiras do país (veja nota 19.2).

Adicionalmente, a Companhia acompanha mensalmente, por meio de índices de liquidez, a capacidade de geração de caixa da empresa para honrar com os compromissos assumidos dentro de um período de 12 (doze) meses.

Em 31 de dezembro 2022, a Companhia mantinha recursos aplicados em caixa e equivalentes de caixa e títulos de valores mobiliários, em montante adequado a cobertura dos seus ciclos operacionais e financeiros. Os fluxos das obrigações da Companhia, por faixa de vencimento, estão sendo apresentados em suas respectivas notas explicativas. Em destaque para as informações de empréstimos e financiamentos e respectivos instrumentos derivativos (veja nota 19.3).

(c) Risco de solvência

O risco de solvência está vinculado à possibilidade de deterioração da situação econômico-financeira que resulte na piora da qualidade de crédito ou na quebra de covenants financeiros que possam gerar o vencimento antecipado das dívidas, gerando impacto na classificação de crédito (*rating*), no custo da dívida e na liquidez.

(d) Gestão de risco de crédito

O risco de crédito refere-se à possibilidade, da Companhia incorrer em perdas financeiras ou econômicas devido ao não cumprimento de obrigações financeiras ou contratuais de terceiros, como inadimplência ou 'não performance' de contrapartes.

(i) Risco de crédito de contrapartes comerciais

Oriunda da possibilidade, da Companhia incorrer em perdas resultantes do não recebimento de valores faturados de suas contrapartes comerciais nos negócios de distribuição, transmissão, geração e comercialização. Para reduzir este risco e auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, a Companhia monitora o volume das contas a receber de clientes, solicita garantias e realiza diversas ações de cobrança em conformidade com a regulamentação do setor elétrico. Além disso, para as contrapartes de comercialização de energia, são adotados critérios específicos quanto à avaliação da sua capacidade de crédito e aprovação de limites.

(ii) Risco de crédito de instituições financeiras

Para as operações envolvendo caixa e equivalentes de caixa, títulos e valores mobiliários e derivativos, a Companhia segue as disposições da sua Política de Risco de Crédito que tem como objetivo a mitigação do risco através da diversificação junto às instituições financeiras que possuam boa qualidade de crédito (rating). É realizado o acompanhamento da exposição com cada contraparte, sua qualidade de crédito e seus ratings de longo prazo publicados pelas agências de rating. O quadro a seguir apresenta os ratings de longo prazo em escala nacional publicados pelas agências Moody's, S&P ou Fitch para as principais instituições financeiras com as quais a Companhia mantinha operações em aberto em 31 de dezembro de 2022.

Ratings de longo prazo em escala nacional [1]	Moody's	S&P	Fitch
Banco do Brasil			AA
BNP Paribas	AAA	AAA	AAA
Bradesco	AAA	AAA	AAA
Caixa Econômica Federal	AAA	AAA	AA
Citibank			AAA
Goldman Sachs			AAA
Itaú	AAA		AAA
Santander	AAA	AAA	
BNDES	AAA	AAA	
Votorantim	AA	AAA	
Safra	AAA		
Bank of America			AAA
JP Morgan		AAA	
Morgan Stanley		AAA	
Mitsubishi UFJ [1]	A1	A-	A-
Sumitomo Mitsui		AAA	AAA
Scotiabank	AAA		

(1) Mitsubishi UFJ Financial Group, Inc - MUFG possui rating somente em escala global.

1.2.2 Gestão de Riscos Operacionais

(a) Risco regulatório

Ambiente Regulatório

A Companhia está sujeita a aplicação de penalidades regulatórias caso ocorra descumprimento das obrigações inseridas nas cláusulas do contrato de concessão e nas resoluções emitidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Os procedimentos, parâmetros e critérios para a imposição de penalidades aos agentes do setor de energia elétrica e as diretrizes gerais da fiscalização da Agência, estão previstos na Resolução Normativa nº 846/2019, podendo a multa atingir até 2% da receita operacional líquida da Companhia, a depender da infração cometida.

Equilíbrio Econômico-Financeiro das Concessões

Conforme definido na Lei nº 8.987/1995, o equilíbrio da concessão ocorre quando atendidas as condições previstas no contrato de concessão. No contrato foram estabelecidos os mecanismos de alteração das tarifas, que são o reajuste tarifário anual, a revisão tarifária periódica e a revisão tarifária extraordinária.

Para preservar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, a ANEEL calcula e autoriza a aplicação de novas tarifas, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato.

Nos processos tarifários, são apurados pela ANEEL os valores das CVA's (Conta de compensação de variação de valores de itens da Parcela A) que cobrem a parte econômica das diferenças de preços da Parcela A (energia, transporte e encargos setoriais), frente a cobertura tarifária estabelecida pela ANEEL no processo tarifário anterior.

Havendo possibilidade de desequilíbrio, está previsto também no contrato de concessão o direito à uma RTE (revisão tarifária extraordinária). Porém, o reconhecimento de algum desequilíbrio e a realização da RTE depende do atendimento a uma série de requisitos previstos no PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária).

O serviço de distribuição é regulado pelo modelo de Price Cap (caracterizado pela regulação por incentivo) baseado em regras econômicas (custos operacionais eficientes, remuneração adequada, entre outras) definidas na revisão tarifária e atualizadas nos reajustes tarifários cuja finalidade é reproduzir no desempenho das empresas reguladas os resultados que seriam obtidos em mercados competitivos, onde se destaca eficiência na prestação e na gestão do serviço. Dessa forma, tais riscos relacionados à eficiência na prestação e na gestão do serviço são assumidos pelas distribuidoras. Adicionalmente, as variações de mercado também são riscos das distribuidoras.

A ANEEL, no exercício de suas funções, possui poder discricionário na definição e aferição dos parâmetros que são utilizados para a definição das tarifas, tais como: níveis regulatórios dos custos operacionais, taxa de remuneração do capital (WACC), Fator X, Base de Remuneração, Índice de Perdas, Indicadores de Qualidade e Eficiência do fornecimento, dentre outros. Esses parâmetros podem ter suas metodologias revistas ou serem definidos em patamares desfavoráveis para a Companhia, afetando negativamente as receitas originalmente previstas.

Indicadores de Sustentabilidade Econômica e Financeira

As Distribuidoras devem preservar, seja por previsão específica em seus Contratos de Concessão ou pelas disposições gerais do Anexo VIII da Resolução Normativa nº 948/2021, esta última com vigência a partir de 2022, as condições de Sustentabilidade Econômica e Financeira na eficiência da gestão de seus custos, endividamento, investimentos, além da responsabilidade no pagamento de tributos e na distribuição de proventos.

Tal condição é mensurada anualmente pela ANEEL por meio de indicadores baseados na Dívida Líquida regulatória, no EBITDA ajustado por parâmetros regulatórios, na quota de reintegração regulatória e no nível da taxa de juros SELIC. O descumprimento desses indicadores pode levar à regime de restrições na celebração de negócios entre partes relacionadas, limitação do pagamento de dividendos e de juros sobre o capital próprio, necessidade de aporte de capital pelos sócios controladores e, em casos de reincidência, abertura pela ANEEL de processo administrativo punitivo voltado à aplicação da penalidade de declaração de caducidade da concessão.

Indicadores de Continuidade do Fornecimento

A ANEEL acompanha a eficiência com relação à continuidade do fornecimento das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, sendo mensurado mediante a apuração, a cada ano civil, dos indicadores de continuidade coletivos DECi - Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora e FECi - Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora. Ocorrendo descumprimento dos limites regulatórios, a ANEEL pode tornar obrigatória a apresentação de um plano de resultados, limitar o pagamento de dividendos e de juros sobre o capital próprio ou, ainda, em caso de reincidência, abrir processo administrativo punitivo voltado à aplicação da penalidade de declaração de caducidade da concessão.

Postergação de Reajustes

A data do reajuste tarifário é prevista no contrato de concessão, havendo o direito da distribuidora de ter o reajuste processado na referida data. Em alguns casos de postergação de reajustes tarifários ocorridos no setor elétrico, foi reconhecido o direito econômico ao reajuste desde a data prevista. Assim, em função de decisões do governo ou da agência reguladora, há risco de postergação da data do reajuste.

Em caso de inadimplemento por parte da concessionária no recolhimento de encargos setoriais e no pagamento pela energia proveniente de Itaipu Binacional, há o risco de impedimento da aplicação das novas tarifas nos Reajustes e Revisões Tarifárias, exceto as extraordinárias, bem como de serem suspensos eventuais repasses de RGR, CDE e CCC, nos termos da Lei 8631/1993.

Base Remuneração Regulatória (BRR) e Reconhecimento de Investimentos

Os contratos de concessão estabelecem que a regulação da ANEEL deve definir a Parcela B com base em estímulos a eficiência e de forma comparativa. Assim, a metodologia de valoração da Base de Remuneração Regulatória (BRR) está baseada no reconhecimento de investimentos prudentes. Os investimentos realizados pela empresa são avaliados ao final de cada ciclo. Os investimentos prudentes integram a BRR no momento da revisão, já depreciados desde a data de imobilização.

Os riscos de reconhecimento dos investimentos da Base de Remuneração são de ordem regulatória, quanto à valoração de ativos são oriundos das imprevisibilidades do mercado, principalmente nas oscilações no valor das Commodities (afeta mix de Indicadores apurados pela Fundação Comitê de Gestão Empresaria - FUNCOGE) que são aplicados para avaliar os equipamentos principais; alterações das premissas de valoração dos ativos durante o ciclo tarifário vigente, incluindo a atualização do Banco de Preços Referenciais; e aplicação, por parte do agente regulador, de critérios durante fiscalizações que não são preconizados pelos normativos regulatórios.

(b) Risco hidrológico

A energia vendida pelo negócio de Geração Hidráulica depende das condições climáticas e hidrológicas dos reservatórios. A receita da venda é vinculada à garantia física, cujo volume é determinado pelo Ministério de Minas e Energia. Um período prolongado de escassez de chuva pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios dessas usinas, reduzindo a geração hidrelétrica devido a sua substituição por fontes térmicas ou à queda do consumo propiciada pela implementação de programas abrangentes de uso racional da energia elétrica. O prolongamento da geração por meio de termelétricas pode fazer com que a Companhia necessite comprar energia no mercado de curto prazo, para fazer frente aos seus contratos de venda, a um preço de curto prazo (PLD) mais elevado. A mitigação desse risco se dá pelo MRE, que é um mecanismo financeiro de compartilhamento dos riscos hidrológicos entre as usinas participantes do Sistema Interligado Nacional - SIN. Para reduzir a exposição a este risco de geração hidráulica, a Companhia aderiu à proposta de repactuação do risco hidrológico.

(c) Seguros

A Companhia mantém coberturas de seguros, compatíveis com os riscos das atividades desenvolvidas, que são julgadas suficientes pela Administração para salvaguardar os ativos e negócios de eventuais sinistros. A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos principais seguros contratados pela Companhia estão demonstradas a seguir:

	Consolidado	
Riscos	Data da vigência	Importância Segurada
Risco Operacional - Subestações e Usinas	31/05/2022 a 31/05/2023	R$ 2.100
Terrorismo	31/05/2022 a 31/05/2023	R$ 499
D&O	23/08/2022 a 23/08/2023	R$ 150
Responsabilidade Civil Geral – Transmissão/Geração	31/05/2022 a 31/05/2023	R$ 144
Empresarial	31/05/2022 a 31/05/2023	R$ 60
Responsabilidade Civil Geral – EKT – NDB	31/05/2022 a 31/05/2023	R$ 44
Responsabilidade Civil Ambiental	31/05/2022 a 31/05/2023	R$ 36
Cibersegurança	31/05/2022 a 31/05/2023	R$ 26,2
Responsabilidade Civil Geral - Neoserv	31/05/2022 a 31/05/2023	R$ 25
Responsabilidade Civil Geral – Distribuição Nordeste	08/10/2021 a 08/10/2023	R$ 22
Veículos – Executivo	31/05/2022 a 31/05/2023	100% FIPE
Equipamentos Portáteis de Medição	30/06/2022 a 30/06/2023	Valor Equipamento

Os seguros do Grupo são contratados conforme as respectivas políticas de gerenciamento de riscos, seguros vigentes e dada a sua natureza.

2. BASE DE ELABORAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2.1 Base de preparação

As demonstrações financeiras consolidadas e individuais da Companhia ("demonstrações financeiras") foram preparadas e estão apresentadas de acordo com as *International Financial Reporting Standards* ("IFRS"), emitidas pelo IASB e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil através do Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC"), aprovadas pela Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") e pelo Conselho Federal de Contabilidade ("CFC").

A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela ANEEL, quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais.

As demonstrações financeiras foram preparadas com base no custo histórico e ajustadas para refletir (i) o valor justo de instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo; (ii) perdas pela redução ao valor recuperável ("*impairment*") de ativos; e (iii) valor justo dos ativos não circulantes classificados como mantidos para venda

Na preparação dessas demonstrações financeiras, as controladas são consolidadas a partir da data em que a Companhia assume o controle até a data em que o controle cessa. Todas as transações entre a Neoenergia S.A e suas controladas diretas e indiretas são eliminadas integralmente.

A participação da Companhia nos resultados dos investimentos em *joint ventures* e coligadas estão incluídos nas demonstrações financeiras a partir da data em que influência significativa ou controle conjunto começa, até a data em que cessa influência ou controle significativo.

Todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e apenas essas informações, estão sendo evidenciadas e correspondem às utilizadas na gestão da Administração da Companhia.

A emissão dessas demonstrações financeiras foi autorizada pelo Conselho de Administração, em 15 de fevereiro de 2023.

2.2 Moeda funcional e moeda de apresentação

A moeda funcional da Controladora e de suas controladas é o real brasileiro (R$), que é a moeda de seu principal ambiente econômico de operação. As demonstrações financeiras estão apresentadas em milhões de R$, exceto quando indicado de outra forma.

As transações em moeda estrangeira são inicialmente registradas à taxa de câmbio da moeda funcional em vigor na data da transação em ativos e passivos monetários denominados em moeda estrangeira são convertidos para moeda funcional, utilizando a taxa de câmbio vigente na data dos respectivos balanços patrimoniais. Os ganhos e as perdas cambiais resultantes da atualização desses ativos e passivos são reconhecidos no resultado financeiro.

2.3 Políticas contábeis e estimativas críticas

As políticas contábeis e estimativas críticas aplicadas à estas demonstrações financeiras estão incluídas nas respectivas notas explicativas, quando relevantes. As políticas contábeis são consistentes em todos os exercícios apresentados, exceto pela implementação das novas normas, interpretação e orientações relacionadas na nota 2.5(a).

2.4 Uso de estimativas e julgamentos

A preparação das demonstrações financeiras requer o uso de estimativas e julgamentos para determinadas operações que refletem no reconhecimento e mensuração de ativos, passivos, receitas e despesas. As premissas utilizadas são baseadas no histórico e outros fatores considerados relevantes, sendo revisadas periodicamente pela Administração. Os resultados reais podem divergir dos valores estimados.

As estimativas e julgamentos significativos aplicados pela Companhia na preparação destas demonstrações financeiras estão apresentadas nas seguintes notas:

Nota	Estimativas e julgamentos significativos
5.1	Receita de fornecimento de energia e de uso da rede do sistema de distribuição não faturados
10.1	Tributos sobre o lucro diferidos
12.2	Perdas de crédito esperadas
13	Ativos e passivos financeiros setoriais
14	Concessão do serviço público (ativo financeiro e ativo contratual)
15.3	Estimativa de valor justo de ativo não circulante mantido para venda
15.4	Participação societária e combinação de negócios
20.1	Provisão para processos judiciais
22.1	Obrigações com benefícios de aposentadoria

2.5 Normas e interpretações vigentes e não vigentes

Os principais normativos alterados, emitidos ou em discussão pelo *International Accounting Standards Board* ('IASB') e pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ('CPC') que são aderentes ao contexto operacional e financeiro da Companhia são os seguintes:

a) Alterações em pronunciamentos contábeis em vigor

Norma	Descrição da alteração	Vigência
IAS 37 / CPC 25: Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes.	Especificação de quais custos uma empresa deve incluir ao avaliar se um contrato é oneroso. Os custos diretamente relacionados ao cumprimento do contrato devem ser considerados nas premissas de fluxo de caixa (Ex.: Custo de mão-de-obra, materiais e outros gastos ligados à operação do contrato).	01/01/2022, aplicação retrospectiva com regras específicas.
IAS 16 / CPC 27: Ativo Imobilizado.	Permitir o reconhecimento de receita e custos dos valores relacionados com a venda de itens produzidos durante a fase de testes do ativo.	01/01/2022, aplicação retrospectiva com regras específicas.

As alterações em Pronunciamentos que entraram em vigor em 01 de janeiro de 2022 não produziram impactos relevantes nas demonstrações financeiras consolidadas.

b) Alteração em pronunciamentos com vigência a partir de 2023

Norma	Descrição da alteração	Vigência
IAS 1/ CPC 26: Apresentação das Demonstrações Financeiras	As emendas estabelecem requerimentos para classificação e divulgação de um passivo com cláusulas de *covenants* como circulante ou não circulante.	01/01/2024, aplicação retrospectiva.

Em relação aos normativos em discussão no IASB ou com data de vigência estabelecida em exercício futuro, a Companhia está acompanhando as discussões e até o momento não identificou a possibilidade de ocorrência de impactos significativos.

3. CONCILIAÇÃO DO LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A conciliação do lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas da Neoenergia S/A entre as demonstrações financeiras consolidadas e individuais, estão apresentados como segue:

	Lucro líquido		Patrimônio Líquido	
	2022	2021	2022	2021
Controladora	4.685	3.888	26.653	23.836
Capitalização encargos financeiros, líquidos [1]	37	40	93	53
Outros	(4)	(3)	(7)	(3)
Consolidado	4.718	3.925	26.739	23.886

(1) Capitalização de encargos financeiros de empréstimos e financiamentos captados pela Controladora e repassados para suas subsidiárias, através de aumento de capital, para financiamento da construção de parques eólicos.

4. INFORMAÇÃO POR SEGMENTO

A Companhia opera os seguintes segmentos reportáveis: Redes, Renováveis, Liberalizados e Outros. Os segmentos foram definidos com base nos produtos e serviços prestados e refletem a estrutura utilizada pela Administração para avaliar o desempenho da Companhia no curso normal de suas operações. Os órgãos responsáveis por tomar as decisões operacionais, de alocação de recursos e de avaliação de desempenho, incluem as Diretorias Executivas e o Conselho de Administração.

As principais atividades dos segmentos operacionais são as seguintes: (i) Redes – compreendem as linhas de negócios relativas às concessões dos serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica; (ii) Renováveis – compreendem as atividades relativas à concessão dos serviços geração de energia elétrica oriundas de fontes naturais renováveis, tais como parques eólicos, solares e usinas hidrelétricas; (iii) Liberalizados – compreendem as atividades de geração de energia elétrica oriundas de usinas termelétricas e atividades de comercialização de energia; e (iv) Outros – incluem atividades corporativas e de suportes às operações.

4.1 Resultado por segmento

A informações segregadas por segmento de acordo com os critérios estabelecidos pela Administração da Companhia, estão apresentadas a seguir:

	Consolidado 2022				
	Redes	Renováveis	Liberalizados	Outros	Resultado
Receita bruta com terceiros	57.320	811	1.811	(1)	59.941
Receita bruta inter-segmentos	108	1.104	2.244	2	3.458
Deduções da receita bruta	(16.245)	(168)	(741)	-	(17.154)
Custos e despesas operacionais [1]	(28.507)	(417)	(1.310)	(284)	(30.518)
Custos e despesas operacionais inter-segmentos [1]	(2.270)	(200)	(988)	-	(3.458)
Perdas de crédito esperadas	(500)	-	(5)	-	(505)
(-) Ajuste valor justo – investimento	-	(201)	-	-	(201)
Resultado de participação societária	-	19	-	-	19
LAJIDA (EBITDA)	9.906	948	1.011	(283)	11.582
Depreciação e amortização [2]	(1.695)	(282)	(67)	(199)	(2.243)
Lucro operacional	8.211	666	944	(482)	9.339
Resultado financeiro, líquido	(3.146)	(221)	(105)	(328)	(3.800)
Tributos sobre o lucro	(477)	(131)	(125)	(19)	(752)
Lucro líquido	4.588	314	714	(829)	4.787

(1) Não inclui depreciação e amortização.
(2) Inclui a amortização de mais-valia.

	Consolidado 2021				
	Redes	Renováveis	Liberalizados	Outros	Resultado
Receita bruta com terceiros	57.132	762	1.484	-	59.378
Receita bruta inter-segmentos	64	514	1.938	4	2.520
Deduções da receita bruta	(15.445)	(122)	(646)	-	(16.213)
Custos e despesas operacionais [1]	(30.498)	(143)	(1.679)	(225)	(32.545)
Custos e despesas operacionais inter-segmentos [1]	(2.013)	(76)	(431)	-	(2.520)
Perdas de crédito esperadas	(349)	-	(1)	-	(350)
(-) Ajuste valor justo – investimento	-	(482)	-	-	(482)
Resultado de participação societária	-	68	-	-	68
LAJIDA (EBITDA)	8.891	521	665	(221)	9.856
Depreciação e amortização [2]	(1.515)	(208)	(64)	(197)	(1.984)
Lucro operacional	7.376	313	601	(418)	7.872
Resultado financeiro, líquido	(1.850)	(164)	(66)	(203)	(2.283)
Tributos sobre o lucro	(1.303)	(124)	(83)	(13)	(1.523)
Lucro líquido	4.223	25	452	(634)	4.066

(1) Não inclui depreciação e amortização.
(2) Inclui a amortização de mais-valia.

4.2 Ativos por segmento alocados

	Consolidado 2022				
	Contas a receber	Ativo (passivo) financeiro setorial	Concessão de serviços públicos [1] e intangível	Investimentos em coligadas e joint ventures	Direito de uso e imobilizado
Redes	7.855	(574)	52.472	-	167
Renováveis	102	-	310	359	9.823
Liberalizados	188	-	9	-	1.000
Outros	-	-	3	-	38
Total	8.145	(574)	52.794	359	11.028

	Consolidado 2021				
	Contas a receber	Ativo (passivo) financeiro setorial	Concessão de serviços públicos [1] e intangível	Investimentos em coligadas e joint ventures	Direito de uso e imobilizado
Redes	8.712	1.691	43.879	1	111
Renováveis	136	-	370	1.199	8.526
Liberalizados	156	-	5	-	1.018
Outros	-	-	2	-	43
Total	9.004	1.691	44.256	1.200	9.698

(1) Inclui somente as concessões de serviços públicos classificadas como ativo financeiro e/ou ativo contratual.

4.3 Adições (execução econômica) aos principais ativos não circulantes

	2022		2021	Consolidado
	Concessão de serviços públicos [1] e intangível	Investimentos, direito de uso e imobilizado	Concessão de serviços públicos [1] e intangível	Investimentos, direito de uso e imobilizado
Redes	8.521	103	7.479	74
Renováveis	19	1.990	174	2.903
Liberalizados	-	65	-	95
Outros	-	7	-	42
Total	8.540	2.165	7.653	3.114

(1) Inclui somente as concessões de serviços públicos classificadas como ativo financeiro e/ou ativo contratual.

5. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Consolidado 2022			
	Redes	Renováveis	Liberalizados	Total
Fornecimento de energia elétrica (nota 5.1)	22.122	661	1.746	24.529
Disponibilidade da rede elétrica [1]	23.599	-	-	23.599
Construção de infraestrutura da concessão [2]	8.375	-	-	8.375
Câmara de Comercialização de Energia – CCEE	512	131	6	649
Valor de reposição estimado da concessão [3]	1.339	-	-	1.339
Remuneração do ativo contratual	1.044	-	-	1.044
Efeitos de ativos e passivos financeiros setoriais (nota 5.2)	(418)	-	-	(418)
Outras receitas (nota 5.3)	747	19	58	824
Receita operacional bruta	57.320	811	1.810	59.941
(-) Deduções da receita bruta (nota 5.4)	(16.245)	(168)	(741)	(17.154)
Receita operacional líquida	41.075	643	1.069	42.787

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 16/02/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/02/16/NEOENERGIA1567776416022023.pdf

Hash:16765047773041857c75ab541819dd786e001b9a3c4

NEOENERGIA

CNPJ nº 01.083.200/0001-18 | CVM nº 01553-9 | Companhia Aberta

	Consolidado 2021			
	Redes	Renováveis	Liberalizados	Total
Fornecimento de energia elétrica (nota 5.1)	22.071	648	1.244	23.963
Disponibilidade da rede elétrica (1)	19.797	-	-	19.797
Construção de infraestrutura da concessão (2)	7.341	-	-	7.341
Câmara de Comercialização de Energia – CCEE	988	78	212	1.278
Mecanismo de venda excedente – MVE	401	-	-	401
Valor de reposição estimado da concessão (3)	1.579	-	-	1.579
Remuneração do ativo contratual	670	-	-	670
Efeitos de ativos e passivos financeiros setoriais (nota 5.2)	3.739	-	-	3.739
Outras receitas (nota 5.3)	546	36	28	610
Receita operacional bruta	**57.132**	**762**	**1.484**	**59.378**
(-) Deduções da receita bruta (nota 5.4)	(15.445)	(122)	(646)	(16.213)
Receita operacional líquida	**41.687**	**640**	**838**	**43.165**

(1) A receita com Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), refere-se basicamente a cobrança de tarifa pelo uso da rede de distribuição, para consumidores livres e cativos.
(2) Em 2022, a Receita de construção da infraestrutura da concessão refere-se à: (i) Construção das Distribuidoras em R$ 5.381 (R$ 4.245 em 2021); e (ii) Construção das Transmissoras em R$ 2.994 (R$ 3.096 em 2021), respectivamente.
(3) Atualização do ativo financeiro decorrente da parcela indenizável da concessão, pela Base de Remuneração Regulatória ('BRR').

Reajuste e Revisão tarifária em 2022

Em 2022, todas as cinco distribuidoras passaram por reajustes tarifários e três passaram por revisão tarifária, conforme demonstrado abaixo:

	Neoenergia Coelba	Neoenergia Cosern	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Elektro	Neoenergia Brasília
Consumidores alta tensão	20,54%	19,75%	19,01%	23,72%	24,94%
Consumidores baixa tensão	21,34%	20,55%	18,97%	11,61%	21,58%
Reajuste médio na tarifa	21,13%	20,36%	18,98%	15,77%	22,55%
Modelo do processo:	RTA	RTA	RTA	RTA	RTA
Nº da resolução homologatória	3.024	3.025	3.032	3.100	3.134
Data da resolução homologatória	22/04/2022	22/04/2022	29/04/2022	27/08/2022	03/11/2022

	Neoenergia Coelba	Neoenergia Cosern	Neoenergia Pernambuco
Reajuste médio na tarifa	-0,50%	-1,54%	-4,07%
Modelo do processo:	RTE	RTE	RTE
Nº da resolução homologatória	3.056	3.057	3.055
Data da resolução homologatória	13/07/2022	13/07/2022	13/07/2022

RTA – Reajuste Tarifário Anual.
RTE – Revisão Tarifária Extraordinária.

O uso dos créditos tributários referentes ao trânsito em julgado da exclusão do ICMS da base do PIS/COFINS, e a antecipação da reversão para modicidade tarifária das receitas de ultrapassagem de demanda e excedente reativo constituídas até a data dos respectivos reajustes, bem como o financeiro relativo à Bandeira e Conta Escassez Hídrica, contribuíram para redução do efeito médio para o consumidor, enquanto o reajuste dos itens da Parcela B será integralmente aplicado já a partir da homologação.

Bandeira Tarifária - Escassez Hídrica

Em agosto de 2021, através da Resolução, nº 3, a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética ('CREG'), determinou, que a ANEEL implementasse patamar específico de Bandeira Tarifária, denominado Bandeira Escassez Hídrica, no valor de R$ 142,00/MWh.

Esse patamar foi criado para custear com recursos da bandeira tarifária os custos excepcionais do acionamento de usinas térmicas e da importação de energia, previstos no anexo da referida resolução. A cobrança valerá para todos os consumidores do Sistema Interligado Nacional - SIN de setembro de 2021 a abril de 2022, com exceção da subclasse residencial baixa renda beneficiária da tarifa social de energia elétrica, que continuarão pagando com os mesmos descontos que já têm nas tarifas, de 10% a 65%, dependendo da faixa de consumo, a bandeira acionada mensalmente pela ANEEL, amarela ou vermelhas 1 e 2, conforme demonstrado na tabela abaixo:

	2022		2021	
Bandeiras	Consumidores SIN (Exceto Baixa Renda)	Baixa Renda	Consumidores SIN (Exceto Baixa Renda)	Baixa Renda
Jan	Escassez Hídrica	Verde	Amarela	Amarela
Fev	Escassez Hídrica	Verde	Amarela	Amarela
Mar	Escassez Hídrica	Verde	Amarela	Amarela
Abr (1)	Escassez Hídrica	Verde	Amarela	Amarela
Mai	Verde	Verde	Vermelha Patamar I	Vermelha Patamar I
Jun	Verde	Verde	Vermelha Patamar II	Vermelha Patamar II
Jul	Verde	Verde	Vermelha Patamar II	Vermelha Patamar II
Ago	Verde	Verde	Vermelha Patamar II	Vermelha Patamar II
Set	Verde	Verde	Escassez Hídrica	Vermelha Patamar II
Out	Verde	Verde	Escassez Hídrica	Vermelha Patamar II
Nov	Verde	Verde	Escassez Hídrica	Amarela
Dez	Verde	Verde	Escassez Hídrica	Verde

(1) A Bandeira Escassez Hídrica esteve vigente até 15 de abril de 2022, quando o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, em reunião ordinária realizada em 6 de abril de 2022, deliberou pela interrupção de sua cobrança a partir de 16 de abril de 2022.

No ano de 2022, os valores dos adicionais das bandeiras tarifárias foram definidos conforme detalhamento da tabela a seguir:

Patamares	Até junho/2021 REH nº 2.628/2019 R$/MWh	De julho/2021 a junho/2022 REH nº 2.888/2021 R$/MWh	De setembro/2021 a 15/abril/2022 Resolução MME nº 3/2021 R$/MWh	A partir de julho/2022 REH nº 3.051/2022 R$/MWh
Verde	-	-	Não altera	-
Amarela	13,43	18,74	Não altera	29,89
Vermelha Patamar I	41,69	39,71	Não altera	65,00
Vermelha Patamar I	62,43	94,92	Não altera	97,95
Escassez Hídrica	-	-	142	-

Até dezembro de 2022 a Companhia faturou R$ 1.862 (R$ 1.631 em 31 de dezembro de 2021) a título de Bandeira de Escassez Hídrica.

5.1 Fornecimento de energia elétrica

	Consolidado	
	2022	2021
Residencial	19.059	18.496
Comercial	8.889	6.972
Industrial	4.739	5.624
Rural	2.275	2.419
Poder publico	2.117	1.753
Iluminação pública	1.345	1.390
Serviços públicos	1.509	1.369
Fornecimento não faturado	145	70
Transferência – Disponibilidade da rede elétrica (1)	(20.073)	(17.117)
Subvenções e subsídios governamentais (2)	4.524	2.987
Total	**24.529**	**23.963**

(1) Receitas referentes a disponibilidade de infraestrutura da rede elétrica, calculadas com base na TUSD por classe de consumo, reajustadas conforme resoluções homologatórias, vide nota 5.
(2) A Lei nº 12.783/2013 determinou que os recursos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários passassem a ser subsidiados integralmente por recursos oriundos da CDE. No exercício de 2022, foi registrada receita de R$ 4.524 (R$ 2.987 em 2021), sendo: (i) R$ 1.206 (R$ 953 em 2021) referente à subvenção baixa renda; (ii) R$ 1.599 (R$ 1.524 em 2021) referente à subvenção CDE; (iii) R$ 53 (R$ 332 em 2021) referente à subvenção bônus crise hídrica; (iv) R$ 465 (R$ 189 em 2021) referente à subvenção CCRBT; (v) R$ 372 referente à subvenção escassez hídrica; e (vi) R$ 829 referente à subvenção modicidade Eletrobrás.

5.2 Efeitos de ativos e passivos financeiros setoriais

	Consolidado	
	2022	2021
CVA e Neutralidade		
Energia (1)	(1.986)	1.238
Encargos do serviço do sistema – ESS (3)	(2.617)	1.625
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (3)	373	92
TUST	19	209
Neutralidade de encargos setoriais	91	(58)
PROINFA	55	10
	(4.065)	**3.116**
Componentes financeiros e Subsídios		
Repasse de sobrecontratação (4)	1.261	(103)
Risco hidrológico	28	(96)
Ultrapassagem de Demanda/ Excedente Reativo	167	117
Diferimento de reajuste (5)	219	65
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR	-	(81)
Passivo conta COVID	8	(218)
Crédito Pis/Cofins sobre ICMS (6)	1.645	905
Modicidade Eletrobras (7)	(746)	-
Bandeira escassez hídrica (8)	933	-
Outros	132	34
	3.647	**623**
Total	**(418)**	**3.739**

(1) CVA passiva, decorrente das diferenças a menor entre os custos incorridos em relação à cobertura tarifária ANEEL, com destaque para redução das despesas dos contratos regulados de compra de energia por disponibilidade, e os eventos financeiros de contabilização da CCEE no curto prazo em 2022, conforme determinado pela ANEEL, resultando um aumento da CVA a devolver neste ano;
(2) CVA passiva, decorrente das diferenças a menor entre os custos incorridos em relação à cobertura tarifária ANEEL, com destaque para o redutor bandeira tarifária alocado no ESS em 2022 e o próprio custo Encargo de Segurança Energética e do Encargo por Ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco (ESS_CAR), conforme determinado pela ANEEL;
(3) CVA ativa, em função da REH nº 3.034/2022, que homologou as quotas mensais da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, relativas às competências de janeiro e dezembro de 2022, a serem recolhidas pelas concessionárias de distribuição, resultando em um aumento da CVA a receber;
(4) A Companhia apurou o ajuste financeiro de sobrecontratação, sendo reconhecido o valor a maior entre os períodos, decorrente do aumento da constituição destinada a anular os efeitos sobre o resultado obtido com a compra e venda do excedente de energia no mercado de curto prazo e da amortização dos saldos homologados entre os processos de reajuste tarifário;
(5) Referente à constituição a receber em função do diferimento associado aos pagamentos referentes à potência contratada de Itaipu, nos termos do Decreto nº 10.665/2021, bem como financeiro referente à postergação do reajuste tarifário da Neoenergia Brasília de 22/10/2022 para 03/11/2022;
(6) Reconhecimento da antecipação da reversão dos valores oriundos de créditos decorrentes da exclusão do ICMS da base de cálculo PIS/COFINS, como componente financeiro negativo extraordinário, a ser compensado com base no recolhimento dos tributos pelo montante total habilitado pela Receita Federal do Brasil – RFB;
(7) Referente ao aporte à CDE realizado pela Eletrobrás com repasse às distribuidoras e destinado a modicidade tarifária, conforme a Lei nº 14.182/2021 e o Despacho ANEEL nº 1.959/2022;
(8) A ANEEL reconheceu, no reajuste tarifário de 2022, o valor de R$ (1.082), referente ao componente financeiro negativo correspondente a recuperação dos custos via tarifa da Bandeira Escassez Hídrica, além da antecipação da reversão dos custos de importação de energia e programa de redução voluntária de consumo, sendo constituído até dezembro de 2022, o valor ativo de R$ 933, em contrapartida da redução da receita.

5.3 Outras receitas

	Consolidado	
	2022	2021
Arrendamentos e aluguéis	476	316
Receita de operação e manutenção	131	70
Ganho/perda na RAP	34	36
Comissão serviços de terceiros	61	58
Renda da prestação de serviços	59	55
Operações fotovoltaicas	28	14
Serviço taxado	14	20
Taxa de iluminação pública	8	7
Administração de faturas de fraudes	8	9
Outras receitas	5	25
Total	**824**	**610**

5.4 Deduções de receita bruta

	Consolidado	
	2022	2021
Tributos		
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	(8.159)	(8.725)
Programa de Integração Social - PIS e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	(4.394)	(4.597)
Imposto sobre Serviços - ISS	(33)	(24)
	(12.586)	**(13.346)**
Encargos setoriais		
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(3.895)	(2.309)
Programa de eficiência energética – PEE	(151)	(158)
Encargos do consumidor – PROINFA e CCRBT	(270)	(163)
Outros encargos (1)	(252)	(237)
	(4.568)	**(2.867)**
Total	**(17.154)**	**(16.213)**

(1) Consideram os seguintes encargos: Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico-FNDCT, Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, Taxa de fiscalização serviço energia elétrica – TFSEE e Compensação Financeira de Recursos Hídricos – CFURH.

5.5 Política contábil e julgamentos críticos

a) Política contábil

A receita é reconhecida quando o controle de cada obrigação de desempenho é transferido para o cliente e pode ser mensurada de forma confiável, que geralmente ocorre no ato da entrega do produto ou quando o serviço é prestado. A receita é mensurada pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber por cada obrigação de desempenho, considerando quaisquer estimativas de contraprestações variáveis, tais como restituições, concessões de preços, incentivos, bônus de desempenho, penalidades ou outros itens similares.

A receita de fornecimento de energia elétrica é mensurada de acordo com o calendário de leitura estabelecido, considerando a quantidade de energia utilizada pelo cliente e a tarifa de energia vigente. A Companhia poderá vender a energia produzida em dois ambientes: (i) no Ambiente de Contratação Livre ('ACL'), onde a comercialização de energia elétrica ocorre por meio de livre negociação de preços e condições entre as partes, por meio de contratos bilaterais; e (ii) no Ambiente de Contratação Regulado ('ACR'), onde há a comercialização da energia elétrica para os agentes distribuidores.

A receita de construção de infraestrutura da concessão (transmissão e distribuição) é reconhecida ao longo do tempo, de acordo com a satisfação das respectivas obrigações de desempenho estabelecidos entre o cliente e a Companhia, considerando o atendimento de um dos seguintes critérios estabelecidos pela norma: (i) o cliente recebe e consome simultaneamente os benefícios gerados; (ii) a obrigação de desempenho cria ou melhora o ativo que o cliente controla a medida que o ativo é criado ou melhorado; (iii) a obrigação de desempenho não cria um ativo com um uso alternativo para a entidade e a Companhia possui direito executável ao pagamento pelo desempenho concluído até a data presente.

A receita de operação e manutenção é reconhecida mensalmente, a partir da entrada em operação comercial, como uma obrigação de desempenho que é cumprida pela operação e manutenção das linhas de transmissão.

A Receita de remuneração do ativo contrato é reconhecida pela taxa implícita estabelecida no início de cada projeto e que é obtida após a alocação das margens de construção e de operação.

A receita de operações venda de energia na CCEE e transações no mercado de curto prazo estão reconhecidos ao valor justo da contraprestação a receber quando as transações ocorrem. O preço da energia nessas operações tem como característica o vínculo com Preço de Líquidação de Diferenças ('PLD').

b) Estimativas e julgamentos críticos

A receita de fornecimento de energia não faturada corresponde à energia elétrica entregue e não faturada ao consumidor, e é calculada em base estimada, até a data do balanço. Essa estimativa de receita não faturada é calculada utilizando como base o volume total de energia disponibilizada no mês, a energia injetada e o índice anualizado de perdas técnicas e comerciais.

Disponibilidade da rede elétrica é mensurada pela contraprestação recebida dos clientes (livres e cativos) pelo uso do sistema e o valor da contraprestação tem como característica o vínculo com a TUSD, conforme definido pelo Poder Concedente.

A receita de construção de infraestrutura da concessão, considerando o modelo regulatório vigente para o negócio de distribuição e transmissão de energia, prevê remuneração específica para a construção ou melhoria da infraestrutura da concessão. A Companhia reavalia suas premissas de margem das obrigações de desempenho, no mínimo uma vez por ano, no tocante as expectativas de recebimentos da obrigação de desempenho de construção e melhoria da infraestrutura vis-à-vis a complexidade e o deságio oferecido no valor da RAP de cada infraestrutura. Para o negócio de distribuição, a margem de obrigação de desempenho é zero (0%).

A taxa implícita que remunera o ativo de contrato varia entre 6,5% a.a. e 11,5% a.a. e a taxa interna de retorno utilizada para viabilidade dos projetos de transmissão varia entre 13% a.a. e 18% a.a., nominal e antes dos impostos.

Para a receita de venda de energia na CCEE, a Companhia utiliza-se da medição prévia da usina extraída do sistema de coleta de dados de energia da CCEE, prévia da perda interna com base no histórico e perda da rede básica, contratos de compra e venda definidos no curto prazo além daqueles vigentes à época, valor do PLD (realizado e previsto) divulgado pela CCEE e prévia do *Generation Scaling Factor* ("GSF")de acordo com as informações disponibilizadas pelo Operadora Nacional do Sistema Elétrico ("ONS").

6. CUSTOS COM ENERGIA ELÉTRICA

	Consolidado	
	2022	2021
Compra para revenda		
Energia adquirida no Ambiente de Contratação Regulado – ACR (1)	(6.320)	(8.644)
Energia adquirida no Ambiente de Contratação Livre – ACL	(1.881)	(1.280)
Custos Variáveis do Mercado de Curto Prazo – MCP (2)	(822)	(3.407)
Energia curto prazo – PLD e MRE	(212)	398
Contratos por cotas de garantia física	(1.867)	(1.662)
Energia adquirida contrato bilateral	(968)	(773)
Energia Itaipu	(1.125)	(1.336)
Cotas das Usinas Angra I e Angra II	(690)	(466)
Outros	(560)	(361)
Subtotal	**(14.445)**	**(17.531)**
Créditos de PIS e COFINS	1.586	1.724
Total	**(12.859)**	**(15.807)**
Encargos de uso dos sistemas de distribuição e transmissão		
Encargos de rede básica	(3.690)	(3.289)
Encargos de transporte Itaipu	(108)	(108)
Encargos de conexão	(173)	(214)
Encargos de uso do sistema de distribuição	(71)	(65)
Encargo de serviço do sistema – ESS (3)	(684)	(2.852)
Encargo de energia de reserva – EER (4)	(800)	181
Outros encargos	8	2
Subtotal	**(5.518)**	**(6.345)**
Créditos de PIS e COFINS	564	532
Total	**(4.954)**	**(5.813)**
Total dos custos com energia elétrica	**(17.813)**	**(21.620)**

PLD – Preço de Líquidação de Diferenças.
MRE – Mecanismo de Realocação de Energia.
(1) A redução do custo de energia adquirida no ACR é decorrente da redução da parcela variável impactada diretamente pelo PLD, em virtude da redução da geração de usinas térmicas;
(2) Maior disponibilidade de águas nos grandes reservatórios hidroelétricos reduziu o custo com o Risco Hidrológico e a consequente redução do despacho das térmicas reduzindo o custo com Condomínio Virtual;
(3) Redução dos Custos do ESS Brasil decorrente do cenário hidrológico mais favorável em 2022, contribuiu para a redução da cobrança de encargos de serviço de sistema, principalmente, por razão de segurança energética. Sendo que a hidrologia favorável pode ser percebida por termos tido PLD no patamar mínimo na maior parte do ano (fevereiro a junho/2022 e outubro a dezembro/2022, o que equivale a 10 meses);
(4) Aumento no pagamento de Encargo de Energia de Reserva visando a garantir o contínuo equilíbrio financeiro da conta do CONER.

7. CUSTO DE CONSTRUÇÃO

	Consolidado	
	2022	2021
Pessoal	(750)	(448)
Material	(3.885)	(3.465)
Serviços de terceiros	(3.201)	(2.615)
Juros sobre obras em andamento	(65)	(44)
Outros	(515)	(189)
Obrigações especiais	415	399
Total	**(8.001)**	**(6.362)**

Em 2022, o custo de construção da infraestrutura da concessão, o montante de R$ 5.381 e R$ 2.620 (Em 2021, R$ 4.246 e R$ 2.116) refere-se a custo de construção das distribuidoras e das transmissoras, respectivamente.

8. CUSTOS DE OPERAÇÃO E DESPESAS OPERACIONAIS

	Consolidado 2022			
	Custos de operação	Despesas com vendas	Outras receitas (despesas) gerais e administrativas	Total
Pessoal e benefícios a empregados (nota 8.1)	(1.175)	(104)	(763)	(2.042)
Administradores	-	(1)	(88)	(89)
Serviços de terceiros (nota 8.2)	(914)	(264)	(678)	(1.856)
Operações fotovoltaicas	(21)	-	-	(21)
Depreciação e amortização (nota 8.3)	(1.975)	(5)	(263)	(2.243)
Combustível para produção de energia	(125)	-	-	(125)
Provisão para processos judiciais	-	-	(150)	(150)
Impostos, taxas e contribuições	(4)	-	(26)	(30)
Outras receitas e despesas, líquidas (nota 8.4)	(293)	14	(112)	(391)
Total	**(4.507)**	**(360)**	**(2.080)**	**(6.947)**

	Consolidado 2021			
	Custos de operação	Despesas com vendas	Outras receitas (despesas) gerais e administrativas	Total
Pessoal e benefícios a empregados (nota 8.1)	(1.006)	(129)	(630)	(1.765)
Administradores	-	(1)	(76)	(77)
Serviços de terceiros (nota 8.2)	(915)	(237)	(567)	(1.719)
Operações fotovoltaicas	(13)	-	-	(13)
Depreciação e amortização (nota 8.3)	(1.547)	(6)	(198)	(1.751)
Combustível para produção de energia	(558)	-	-	(558)
Provisão para processos judiciais	-	-	(142)	(142)
Impostos, taxas e contribuições	(4)	-	(24)	(28)
Outras receitas e despesas, líquidas (nota 8.4)	(236)	(1)	(24)	(261)
Total	**(4.279)**	**(374)**	**(1.661)**	**(6.314)**

8.1 Pessoal e benefícios a empregados

	Consolidado	
	2022	2021
Remunerações	(1.002)	(865)
Encargos sociais	(422)	(367)
Auxílio alimentação	(249)	(213)
Convênio assistencial e outros benefícios (1)	(156)	(117)
Rescisões	(27)	(64)
Férias e 13º salário	(251)	(217)
Plano de saúde	(255)	(190)
Participação nos resultados	(284)	(232)
Transferências para ordens	632	525
Outros	(28)	(25)
Total	**(2.042)**	**(1.765)**

(1) Inclui benefícios pós-emprego e outros benefícios.

8.2 Serviços de terceiros

	Consolidado	
	2022	2021
Serviços técnicos e Manutenções	(338)	(384)
Leitura de medidores, impressão e entrega de contas de energia elétrica	(262)	(220)
Tecnologia da informação	(171)	(169)
Contrato de uso de marca	(165)	(117)
Atendimento e teleatendimento	(129)	(114)
Corte, ligação e religação	(119)	(118)
Poda de árvore e limpeza faixa	(95)	(78)
Agente arrecadador e credenciado	(93)	(92)
Serviços jurídicos	(64)	(59)
Encerramento de ordem – Custo serviço prestado	(60)	(62)
Vigilância	(41)	(38)
Comunicação	(33)	(26)
Consultoria e auditoria	(25)	(23)
Cobrança administração e negativação	(19)	(18)
Inspeção técnica e perícia	(16)	(22)
Outros serviços	(240)	(191)
Subtotal	**(1.870)**	**(1.731)**
Crédito PIS e COFINS	14	12
Total	**(1.856)**	**(1.719)**

8.3 Depreciação e amortização

	Consolidado	
	2022	2021
Quota de depreciação e amortização	(2.234)	(1.696)
Baixa do valor residual de ativos intangíveis	(46)	(81)
Subtotal	**(2.280)**	**(1.777)**
Crédito PIS/COFINS	37	26
Total	**(2.243)**	**(1.751)**

8.4 Outras receitas e despesas, líquidas

	Consolidado	
	2022	2021
Material	(277)	(235)
Multa por inadimplência	288	256
Perdas / alienação / desativação	(174)	(129)
Consumo próprio e energia elétrica	(58)	(50)
Propaganda e publicidade	(49)	(31)
Despesas de viagem	(45)	(31)
Seguros	(41)	(34)
Indenização danos elétricos	(24)	(14)
Alimentação	(14)	(11)
Arrendamento de Aluguéis	(13)	(4)
Órgãos de classe do Setor Elétrico	(10)	(10)
Doações e contribuições	(8)	(9)
Recuperação de despesa	59	54
Outros	(25)	(13)
Total	**(391)**	**(261)**

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 16/02/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/02/16/NEOENERGIA1567776416022023.pdf

Hash:1676504773041857c75ab541819dd786e001b9a3c4

9. RESULTADO FINANCEIRO

	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Receita financeira				
Renda de aplicações financeiras	822	186	95	14
Tributos sobre receita financeira	(97)	(50)	(18)	(9)
Juros e encargos contas a receber de clientes e outros títulos	389	500	-	-
Atualização de depósitos judiciais	71	14	7	2
Atualização do ativo financeiro setorial	294	38	-	-
Benefícios pós-emprego e outros benefícios	1	3	-	-
Outras receitas financeiras	68	64	251	180
	1.548	**755**	**335**	**187**
Despesa financeira				
Encargos sobre instrumentos de dívida [1]	(3.644)	(2.336)	(406)	(341)
Benefícios pós-emprego e outros benefícios	(81)	(88)	-	-
Atualização de provisões para processos judiciais	(181)	(210)	(1)	-
IOF	(6)	(9)	-	(1)
Outras despesas financeiras	(427)	(291)	(116)	(76)
	(4.339)	**(2.934)**	**(523)**	**(418)**
Outros resultados financeiros, líquidos				
Perdas com variações cambiais e marcação a mercado - Dívida	(1.948)	(1.833)	-	-
Ganhos com variações cambiais e marcação a mercado - Dívida	2.751	1.444	117	(56)
Perdas com instrumentos financeiros derivativos – Nota 19.3.b	(4.124)	(1.819)	(602)	(151)
Ganhos com instrumentos financeiros derivativos – Nota 19.3.b	2.273	2.127	291	172
Perdas com variações cambiais e monetárias	(122)	(62)	(1)	2
Ganhos com variações cambiais e monetárias	161	39	-	1
	(1.009)	**(104)**	**(195)**	**(32)**
Resultado financeiro, líquido	**(3.800)**	**(2.283)**	**(383)**	**(263)**

(1) Inclui a parcela variável dos juros relacionada à indexadores de preço sobre dívida em moeda nacional; tais como IPCA, Índice Geral de Preços de Mercado - IGP-M entre outros; e apropriação dos custos de captação.

10. TRIBUTOS SOBRE O LUCRO, OUTROS TRIBUTOS, ENCARGOS SETORIAIS E RESSARCIMENTO A CONSUMIDORES

10.1 Tributos sobre o lucro

Os tributos sobre o lucro correntes e diferidos são representados pelo Imposto de Renda ("IRPJ") e pela Contribuição Social sobre o Lucro Líquido ("CSLL"), e são calculados com base na alíquota de 34% sobre o lucro antes dos impostos (IRPJ – 25% e CSLL – 9%), e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de CSLL, limitada a 30% do lucro real do exercício.

10.1.1 Reconciliação dos tributos reconhecidos no resultado

A reconciliação dos tributos apurados conforme alíquotas nominais e o valor dos tributos reconhecidos estão apresentados a seguir:

	Consolidado	
	2022	2021
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	5.539	5.589
Tributos sobre o lucro às alíquotas da legislação - 34%	(1.829)	(1.902)
Ajustes que afetaram o cálculo dos tributos sobre o lucro:		
Restruturação societária (nota 15.5)	678	-
Benefício tributário sobre os juros sobre o capital próprio	136	119
Incentivos fiscais	472	409
Diferença de presunção de base do lucro presumido	55	123
Adições (reversões) de ativos fiscais não reconhecidos	(135)	(192)
Outras adições (reversões)	(129)	(80)
Tributos sobre o lucro	**(752)**	**(1.523)**
Alíquota efetiva	**14%**	**27%**
Corrente	(722)	(566)
Diferido	(30)	(957)

10.1.2 Tributos diferidos ativos e passivos

Os tributos diferidos ativos e passivos são reconhecidos com base nos prejuízos fiscais e diferenças temporárias entre os valores contábeis para fins das demonstrações financeiras e os correspondentes valores usados para fins de tributação.

	Consolidado	
	2022	2021
Prejuízo fiscal (inclui base negativa)	**498**	**404**
Mais-valia e provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido	**384**	**461**
Diferenças temporárias:		
Combinação de negócios (nota 15.4)	-	(671)
Obrigações com benefícios pós-emprego	292	287
Provisão para processos judiciais	387	353
Perdas estimadas de créditos - Contas a receber	307	281
Direito de uso da concessão receita de ultrapassagem	91	96
Mais-valia vinculada ao imobilizado e intangível	98	48
Valor justo de ativos financeiros indenizáveis	(1.998)	(1.535)
Capitalização de juros de dívida	(103)	(160)
Depreciação acelerada	(27)	(40)
Valor justo de instrumentos financeiros	83	14
Risco hidrológico (GSF)	(44)	(42)
Outros	(881)	(604)
Total	**(913)**	**(1.039)**
Ativo não circulante	611	727
Passivo não circulante	(1.524)	(1.766)

As variações dos tributos diferidos são as seguintes:

	Consolidado	
	Ativo	Passivo
Saldo em 31 de dezembro de 2021	**727**	**(1.766)**
Efeitos reconhecidos no resultado	(183)	153
Efeitos reconhecidos nos outros resultados abrangentes	67	67
Reclassificação para Passivos diretamente associados a ativos não circulante mantidos para venda	-	22
Saldo em 31 de dezembro de 2022	**611**	**(1.524)**
Saldo em 31 de dezembro de 2020	**656**	**(503)**
Combinação de negócios	411	(671)
Efeitos reconhecidos no resultado	(565)	(392)
Efeitos reconhecidos nos outros resultados abrangentes	9	16
Transferências entre ativos e passivos	216	(216)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	**727**	**(1.766)**

A Administração considera que os créditos fiscais diferidos ativos serão realizados na proporção da realização das provisões e da resolução final dos eventos futuros, ambos baseados nas projeções baseadas no planejamento estratégico. Em 31 de dezembro de 2022, a expectativa de realização dos ativos fiscais diferidos, reconhecidos, está apresentada como segue:

	Consolidado							
	2023	2024	2025	2026	2027	Entre 2028 e 2032	Entre 2033 e 2037	2038 em diante
Ativo fiscal diferido	22	13	17	33	39	308	111	68

10.1.3 Tributos correntes ativos e passivos

	Consolidado	
	2022	2021
IRPJ	930	732
CSLL	140	123
Ativo	**1.070**	**855**
Circulante	1.040	848
Não circulante	30	7

	Consolidado	
	2022	2021
IRPJ	73	38
CSLL	87	18
Passivo	**160**	**56**
Circulante	132	29
Não circulante	28	27

Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro

Em 31 de dezembro de 2022 e 2021, a Companhia possuía R$ 28 e R$ 27, respectivamente, reconhecidos na linha de tributos sobre o lucro a recolher, referente ao impacto das posições tributárias incertas registradas no passivo não circulante.

Além das incertezas tributárias no tratamento dos tributos sobre o lucro que foram reconhecidos, em 31 de dezembro de 2022 e 2021, a Companhia possui o montante de R$ 3.913 e R$ 3.674, respectivamente, referente a tratamentos fiscais adotados e que estão suscetíveis aos questionamentos das autoridades tributárias, cujo prognóstico da Companhia, suportada pelos assessores jurídicos, é que tais tratamentos fiscais adotados sejam acolhidos pelas autoridades nas esferas administrativas e/ou judiciais, quando necessário. As principais naturezas estão relacionadas abaixo, como segue:

(i) Não adição da despesa de amortização do ágio nas bases de cálculo do IRPJ e CSLL, no montante de R$ 3.535 (R$ 3.249 em 31 de dezembro de 2021).

(ii) Processos administrativos oriundos da não homologação de pedido de compensações realizados através de direitos creditórios de IRPJ e CSLL, totalizando o montante de R$ 197 (R$ 261 em 31 de dezembro de 2021).

10.1.4 Benefício fiscal – Mais-Valia PMIPL

O benefício fiscal da mais-valia incorporada refere-se ao crédito fiscal calculado sobre a mais-valia de aquisição incorporada. Com o objetivo de evitar que a amortização da mais-valia afete de forma negativa o fluxo de dividendos aos acionistas, foi constituída a PMIPL, cujos saldos são como segue:

	Consolidado	
	2022	2021
Saldo inicial do exercício	**461**	**540**
Amortização	(133)	(138)
Reversão	56	59
Saldo final do exercício	**384**	**461**

A amortização da mais-valia, líquida da reversão da provisão e do crédito fiscal correspondente, resulta em efeito nulo no resultado do exercício e, consequentemente, na base de cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios. A mais-valia está sendo amortizada mensalmente pelo período remanescente de exploração da concessão/autorização, conforme curvas abaixo:

	Consolidado					
	2023	2024	2025	2026	2027	Entre 2028 e 2032
Controladas	75	72	70	70	57	40

10.1.5 Política contábil e julgamentos críticos

a) Política contábil

Os tributos sobre o lucro são reconhecidos no resultado do exercício, exceto para transações reconhecidas diretamente no patrimônio líquido.

Os tributos sobre o lucro são calculados com base em alíquotas brasileiras e o seu reconhecimento é baseado nas diferenças temporárias entre o valor contábil e o valor para base fiscal dos ativos e passivos nos prejuízos fiscais apurados. Os tributos diferidos sobre o lucro ativo e passivo são compensados quando existir um direito legalmente exequível de compensar os ativos fiscais contra os passivos fiscais e quando os impostos de renda diferidos ativos e passivos estiverem relacionados aos tributos sobre o lucro lançados pela mesma autoridade fiscal sobre a mesma entidade tributável. A apuração do imposto de renda a pagar é influenciada positivamente pelo incentivo fiscal SUDENE. O incentivo fiscal SUDENE, provê à Companhia o benefício fiscal da redução de 75% do IRPJ, calculado com base no lucro da exploração.

Os tributos diferidos ativos reconhecidos nas demonstrações financeiras baseiam-se em estudos técnicos, preparados pela Administração, que suportam a expectativa de lucros tributários futuros. Esses estudos levam em consideração a análise dos resultados futuros, fundamentada por projeções econômico-financeiras, elaboradas com base em premissas internas e em cenários econômicos, comerciais e tributários que podem sofrer alterações no futuro. Os tributos diferidos passivos são imediatamente reconhecidos nas demonstrações financeiras.

O benefício fiscal decorrente de mais-valia e ágio (*goodwill*) incorporados em processo de reorganização societária são reconhecidos como tributos diferidos, em virtude da natureza do benefício fiscal intrínseco e por melhor representar a fruição dos benefícios de caixa gerado pela transação em favor da Companhia.

b) Estimativas e julgamentos críticos

Julgamentos, estimativas e premissas significativas são requeridas para determinar o valor dos tributos diferidos ativos são reconhecidos considerando premissas e fluxos de caixa projetados e podem ser afetados por fatores incluindo, mas não limitado a: (i) premissas internas sobre o lucro tributável projetado, baseado no planejamento de produção e vendas de energia, preços de energia, custos operacionais e planejamento de custos de capital; (ii) cenários macroeconômicos; e (iii) comerciais e tributários.

A Companhia também aplica julgamento contábil crítico na identificação de incertezas sobre posições tributárias sobre o lucro, que podem impactar as demonstrações financeiras. As incertezas sobre tratamento de tributos sobre o lucro representam os riscos de que a autoridade fiscal não aceite um determinado tratamento tributário aplicado pela Companhia. A Companhia estima a probabilidade de aceitação do tratamento fiscal incerto pela autoridade fiscal com base em avaliações técnicas de seus consultores jurídicos, considerando precedentes jurisprudenciais aplicáveis a legislação tributária vigente, que podem ser impactados principalmente por mudanças nas regras fiscais ou decisões judiciais que alterem a análise dos fundamentos da incerteza, de tal modo que podem surgir disputas com as autoridades fiscais em razão da interpretação das leis e regulamentos aplicáveis.

10.2 Outros tributos

10.2.1 Outros tributos a recuperar

	Consolidado	
	2022	2021
Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	893	755
Programa de Integração Social – PIS [1]	814	1.090
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS [1]	3.874	5.056
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	27	28
Outros	17	19
Outros tributos a recuperar	**5.625**	**6.948**
Circulante	1.876	2.085
Não circulante	3.749	4.863

(1) Vide nota explicativa nº 10.3.

10.2.2 Outros tributos e encargos setoriais a recolher

	Consolidado	
	2022	2021
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços – ICMS	545	808
Programa de integração social – PIS	237	169
Contribuição para o financiamento da seguridade social – COFINS	1.117	785
Impostos e contribuições retidos na fonte	158	111
Outros	76	67
Outros tributos a recolher	**2.133**	**1.940**
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	178	189
Programa de Eficiência Energética – PEE	275	304
Outros	74	385
Encargos Setoriais	**527**	**878**
Total outros tributos e encargos setoriais a recolher	**2.660**	**2.818**
Circulante	1.222	1.690
Não circulante	1.438	1.128

10.3 Ressarcimento a consumidores – Tributos Federais

Em março de 2017, o Supremo Tribunal Federal ("STF") concluiu o julgamento do Recurso Extraordinário nº 574.706-PR, em sede de repercussão geral, confirmando que o ICMS não compõe a base de cálculo do PIS e da COFINS. A União Federal apresentou embargos de declaração buscando a modulação dos efeitos e a definição do valor do ICMS que será excluído da base de cálculos dessas contribuições. Em maio de 2021, o STF julgou os Embargos, acolhendo-os em parte para (i) modular no tempo a decisão de inconstitucionalidade, cujos efeitos se darão após 15.03.2017 (data do julgamento do mérito do *leading case*), exceto para ações judiciais ou administrativas protocoladas até a referida data; e (ii) fixar que a parcela do ICMS a ser expurgada da base de cálculo das contribuições é aquela destacada no faturamento, e não a efetivamente paga. Considerando as ações ajuizadas por algumas subsidiárias e a modulação dos efeitos da decisão do STF, a Companhia constituiu um ativo de PIS e de COFINS a recuperar. Os créditos objeto do referido ativo vêm sendo compensados de acordo com a regulamentação expedida pela RFB frente às obrigações vincendas. Em contrapartida, foi constituído um passivo correspondente, que está sendo repassado aos consumidores através dos eventos tarifários anuais, à medida que as compensações vão sendo realizadas.

O saldo dos valores passivos constituídos nas controladas (Neoenergia Cosern, Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco, Neoenergia Distribuição Brasília e Neoenergia Elektro), atualizados pela taxa SELIC e descontados das compensações já realizadas, representa o montante de R$ 4.585 em 31 de dezembro de 2022.

Com o advento da Lei nº 14.385/22, de 27 de junho de 2022, ficou definido que os valores objeto de repetição de indébito pelas distribuidoras de energia elétrica relacionados às ações judiciais transitadas em julgado ou em razão de recolhimento a maior que versam sobre a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS deverão ser destinados aos consumidores através dos processos tarifários.

Apresentamos a seguir a movimentação do Ressarcimento a consumidores:

	Consolidado	
	2022	2021
Saldo inicial do exercício	**6.029**	**5.755**
Combinação de negócios (vide nota 15.4)	-	148
Constituição	70	911
Atualização monetária	424	313
Pagamento	-	(2)
Compensação	(1.938)	(1.096)
Saldo final do exercício	**4.585**	**6.029**

11. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

O caixa e equivalentes de caixa são operações de alta liquidez, sem restrição de uso, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e estão sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor.

	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Caixa e depósitos bancários à vista	348	296	2	-
Certificados de depósito bancário ("CDB")	2.646	1.649	598	785
Fundos de investimentos	3.808	3.600	177	346
Total	**6.802**	**5.545**	**777**	**1.131**

As carteiras de instrumentos financeiros classificados como caixa e equivalentes de caixa são constituídas visando melhor rentabilidade e o menor nível de risco. Em 31 de dezembro de 2022, a remuneração média dessas carteiras é de 100,31% do CDI (99% em 2021).

A carteira de aplicações financeiras, em 31 dezembro de 2022 e 2021, é constituída, principalmente por fundos de investimentos exclusivos do Grupo Neoenergia, compostos por diversos ativos, conforme abaixo:

Carteira	Consolidado		Controladora	
Fundos exclusivos	2022	2021	2022	2021
Operações compromissadas	3.808	3.540	177	303
CDB	-	50	-	36
Outros	-	10	-	7
Total	**3.808**	**3.600**	**177**	**346**

Os fundos de investimentos exclusivos do grupo representam apenas veículos de propósito específico controlados pela Neoenergia S.A. para que o grupo diversifique seus investimentos visando melhor rentabilidade com o menor nível de risco. Os fundos estão sujeitos a obrigações restritas ao pagamento de serviços prestados pela administração dos ativos, atribuída à operação dos investimentos, como taxas de custódia, auditoria e outras despesas, inexistindo obrigações financeiras relevantes ou demandas judiciais ou extrajudiciais, bem como ativos dos cotistas para garantir essas obrigações.

12. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES E OUTROS

	Consolidado					
	2022			2021		
	Recebível	Perdas de créditos esperadas	Contas a receber, líquidos	Recebível	Perdas de créditos esperadas	Contas a receber, líquidos
Fornecimento de energia (nota 12.1)	7.909	(1.720)	6.189	8.284	(1.492)	6.792
Comercialização de energia - CCEE	99	-	99	321	-	321
Disponibilidade da rede elétrica	938	(3)	935	668	(4)	664
Subvenções e subsídios governamentais	481	-	481	833	-	833
Outros recebíveis	549	(108)	441	478	(84)	394
Total	**9.976**	**(1.831)**	**8.145**	**10.584**	**(1.580)**	**9.004**
Ativo circulante			7.805			8.626
Ativo não circulante			340			378

12.1 Fornecimento de energia

As contas a receber de fornecimento de energia elétrica compreendem os recebíveis oriundos da distribuição, geração e comercialização de energia. A composição das contas a receber de fornecimento de energia, por classe de consumidor, está demonstrada como segue:

	Consolidado			
	2022		2021	
	Recebível	Perdas de créditos esperadas	Recebível	Perdas de créditos esperadas
Residencial	2.811	(957)	2.937	(800)
Comercial	857	(316)	918	(258)
Industrial	960	(205)	919	(191)
Rural	448	(146)	457	(140)
Poder publico	416	(32)	466	(60)
Iluminação pública	326	(15)	367	(20)
Serviços públicos	329	(4)	313	(7)
Não faturado	1.762	(45)	1.907	(16)
Total	**7.909**	**(1.720)**	**8.284**	**(1.492)**

O *aging* do contas a receber de fornecimento de energia elétrica está apresentada como segue:

	Consolidado			
	2022		2021	
	Recebível	Perdas de créditos esperadas	Recebível	Perdas de créditos esperadas
A vencer	3.747	(119)	4.285	(91)
Saldos vencidos:				
Entre 1 e 90 dias	1.440	(107)	1.728	(115)
Entre 91 e 180 dias	312	(101)	377	(115)
Entre 181 e 360 dias	602	(240)	460	(175)
Acima de 361 dias	1.808	(1.153)	1.434	(996)
Total	**7.909**	**(1.720)**	**8.284**	**(1.492)**

12.2 Variação das perdas de créditos esperadas – PCE

	Consolidado	
	2022	2021
Saldo inicial do exercício	**(1.580)**	**(1.299)**
Adição pela combinação de negócios (nota 15.4)	-	(171)
Efeito reconhecido no resultado do exercício	(510)	(370)
Baixa efetiva dos recebíveis incobráveis	259	260
Saldo final do exercício	**(1.831)**	**(1.580)**

12.3 Política contábil e julgamentos críticos

a) Política contábil

As contas a receber são ativos financeiros mensurados ao custo amortizado (veja nota 25.5) e são reconhecidos quando o recebimento do valor da contraprestação seja incondicional, deduzidos das perdas crédito esperadas.

b) Estimativas e julgamentos críticos

A Companhia mensura as perdas de crédito esperadas para contas a receber de clientes de curto prazo por meio da utilização de matriz de provisões baseada na experiência de perda de crédito histórica não ajustada, quando tal informação representa a melhor informação razoável e sustentável, ou, ajustada, com base em dados observáveis atuais para refletir os efeitos das condições atuais e futuras para cada linha de negócio operado pela Companhia.

As distribuidoras do Grupo utilizam a abordagem de mensuração através de uma matriz de provisão que considera o histórico de inadimplência dos últimos 5 anos. São considerados os históricos de forma segregada em faturamento regular, parcelamentos e faturas de fraude, por classe de consumo (residencial, industrial, comercial, rural, poder público, iluminação pública e serviço público), acima de 12 meses a matriz considera perda integral. Além disso, há uma análise individual dos processos judiciais com avaliação da probabilidade de perda e respectiva provisão esperada.

Para os grandes consumidores há uma análise individualizada, que avalia as perdas com base nas negociações e respectiva situação financeira.

As geradoras do Grupo não possuem histórico de inadimplência e considerando as garantias oferecidas nos leilões e/ou contratos bilaterais, a exposição do risco de crédito é residual. Dada à essas características, o nível de constituição das perdas esperas não é relevante para essa classe de recebíveis. Além disso, a CCEE controla o montante de contas a receber e respectivas inadimplências do setor, diminuindo o risco de crédito nessas operações.

As transmissoras do Grupo não possuem histórico de perdas materiais e, portanto, utilizam uma matriz que considera percentuais crescentes de provisão que pode chegar a 100% em caso de atraso superior a 12 meses. Considerando que existem mecanismos estabelecidos pela ONS para mitigar risco de crédito, as perdas de créditos constituídas não são relevantes.

A comercializadora e as empresas de serviços reconhecem a perda de crédito esperada com base no rating de seus clientes para os saldos a vencer e no pior rating de mercado para os saldos vencidos a mais de 360 dias.

13. ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS SETORIAIS (PARCELA A E OUTROS)

As tarifas que as concessionárias e permissionárias são autorizadas a cobrar de seus consumidores são revistas pela ANEEL: (i) anualmente na data de aniversário do contrato de concessão, para efeito de reajuste tarifário; e (ii) a cada quatro anos ou cinco anos, em média, para efeito de recomposição de parte da Parcela B (custo gerenciáveis) e ajuste da Parcela A (custos não gerenciáveis) de determinados componentes tarifários. Esse mecanismo de definição de tarifa pode originar diferença temporal que decorre da diferença entre os custos orçados e incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essas diferenças constituem direitos ou obrigações, em observância ao princípio do equilíbrio econômico e financeiro estabelecido pelo contrato de concessão e Permissão. A composição dos ativos e passivos setoriais encontra-se demonstradas a seguir:

	Consolidado					
	2022			2021		
	Direitos	Obrigações	Efeito líquido	Direitos	Obrigações	Efeito líquido
CVA e Neutralidade						
Energia	658	(816)	**(158)**	1.734	(8)	**1.726**
Encargos do serviço do sistema – ESS	463	(1.281)	**(818)**	1.766	-	**1.766**
Conta de desenvolvimento energético – CDE	475	-	**475**	82	(34)	**48**
Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão – TUST	546	(4)	**542**	482	(4)	**478**
Neutralidade de encargos setoriais	63	(58)	**5**	43	(126)	**(83)**
Outros	95	(2)	**93**	24	(2)	**22**
Componentes financeiros e subsídios						
Repasse de sobre contratação	1.048	(83)	**965**	111	(426)	**(315)**
Risco hidrológico	-	(933)	**(933)**	-	(912)	**(912)**
Recomposição Energia Termope	79	-	**79**	77	-	**77**
Ultrapassagem de Demanda/ Excedente	15	(442)	**(427)**	-	(594)	**(594)**
Diferimento de reajuste	112	(206)	**(94)**	51	(220)	**(169)**
Passivo conta COVID	-	(6)	**(6)**	-	(34)	**(34)**
CDE Modicidade Eletrobrás	-	(792)	**(792)**	-	-	**-**
Crédito PIS/COFINS sobre ICMS [1]	928	(1.405)	**(477)**	917	(1.116)	**(199)**
Bandeira escassez hídrica [2]	1.065	-	**1.065**	-	-	**-**
Outros	26	(119)	**(93)**	45	(165)	**(120)**
Total	**5.573**	**(6.147)**	**(574)**	**5.332**	**(3.641)**	**1.691**
Valores homologados pela ANEEL	1.962	(1.723)	**239**	1.742	(1.033)	**709**
Valores a serem homologados pela ANEEL	3.611	(4.424)	**(813)**	3.590	(2.608)	**982**
Total	**5.573**	**(6.147)**	**(574)**	**5.332**	**(3.641)**	**1.691**
Ativo circulante			252			1.681
Ativo não circulante			-			352
Passivo circulante			(124)			-
Passivo não circulante			(702)			(342)

(1) O repasse nas tarifas dos créditos do PIS/COFINS sobre ICMS ainda será matéria de regulamentação pela ANEEL no âmbito da Consulta Pública nº 05/2021, contudo a ANEEL autorizou, no processo de Reajuste Tarifário 2022, o uso antecipado dos valores em situações excepcionais, nos quais haja possibilidade de aumento tarifário expressivo. Posteriormente, em 27 de junho de 2022

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 16/02/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link

https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/02/16/NEOENERGIA1567776416022023.pdf

Hash:1676504773041857c75ab541819dd786e001b9a3c4

foi publicada a Lei n° 14.385/2022, com o objetivo de disciplinar a devolução desses tributos, e que ensejou a Revisão Tarifária Extraordinária datada de 13 de julho de 2022. Nesse sentido, foi reconhecido no processo de Reajuste Tarifário 2022, atualizado na Revisão Tarifária Extraordinária - RTE (julho de 2022), a antecipação da reversão dos valores oriundos desses créditos como componente financeiro negativo, cujo diferimento para os próximos 12 meses, de abril de 2022 a março de 2023 (para a controlada Neoenergia Elektro de agosto/2022 a julho/2023), está lastreado à expectativa de compensações futuras desses créditos junto à Receita Federal.
(2) Foi reconhecido no processo de Reajuste Tarifário 2022, componente financeiro, conforme saldo da distribuidora frente à Conta Bandeiras na competência de janeiro de 2022, com a finalidade de expurgar os efeitos dos custos não cobertos pelas Bandeiras e que serão recuperados durante o ciclo da Bandeira Escassez.
A movimentação dos saldos de ativos e passivos setoriais da concessão estão apresentados como segue:

	Consolidado		
	Direitos	Obrigações	Efeito líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2021	**5.332**	**(3.641)**	**1.691**
Constituição	5.509	(4.527)	982
Amortização (Índice de Reposicionamento Tarifário)	(2.969)	1.568	(1.401)
Atualização monetária	676	(383)	293
Transferências	(2.975)	836	(2.139)
Saldo em 31 de dezembro de 2022	**5.573**	**(6.147)**	**(574)**
Saldo em 31 de dezembro de 2020	**1.446**	**(2.019)**	**(573)**
Constituição	5.528	(2.164)	3.364
Amortização (Índice de Reposicionamento Tarifário)	(1.502)	2.054	552
Atualização monetária	101	(62)	39
Transferências	(241)	(1.450)	(1.691)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	**5.332**	**(3.641)**	**1.691**

A partir dos processos tarifários de 2021, está ocorrendo a inclusão de um novo componente do Encargo CDE, denominado CDE - CONTA COVID, relacionado ao pagamento do empréstimo da CONTA COVID, conforme disposto no Decreto nº 10.350/2020, destinado a receber os recursos de operação financeira para alívio do caixa das distribuidoras em 2020, decorrente da parcela alocada na TE e na TUSD. Para o consumidor, a iniciativa representa a postergação e o parcelamento de impactos tarifários, diluídos em 60 meses por meio da CDE - CONTA COVID.

13.1 Política contábil e julgamentos críticos

a) Política contábil

Os ativos e passivos financeiros setoriais são mensurados ao custo amortizado (veja nota 25.1) e são originados da diferença entre os custos previstos pela ANEEL e incluídos na tarifa no início do período tarifário (Parcela "A"), e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito incondicional de receber caixa do Poder Concedente nos casos em que os custos previstos são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos previstos são superiores aos custos efetivamente incorridos.
Os ativos financeiros contemplam desde o seu reconhecimento inicial a expectativas de riscos de inadimplência e estimativas de glosa pelo poder concedente.

b) Estimativas e julgamentos críticos

O valor presente dos direitos e obrigações serão efetivamente Líquidados por ocasião do próximo período tarifário ou, em caso de extinção da concessão com a existência de saldos apurados que não tenham sido recuperados e/ou repassados, serão incluídos na base de indenização já prevista quando da extinção, por qualquer motivo, da concessão.
A Companhia, em conjunto com os assessores econômicos e regulatórios, revisa no final de cada exercício, as premissas e expectativas de homologação pelo Poder Concedente.

14. CONCESSÕES DO SERVIÇO PÚBLICO

As concessões das Companhias de distribuição e transmissão não são onerosas, portanto, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao Poder Concedente. Os contratos de concessão outorgados possuem prazo de 30 anos e preveem a prorrogação da vigência, a critério exclusivo do Poder Concedente, mediante requerimento da concessionária. Em caso de extinção da concessão pelo advento do término do prazo contratual ou outra das hipóteses contratualmente previstas, operar-se-á a reversão, ao Poder Concedente, dos bens vinculados à infraestrutura vinculada à prestação do serviço, procedendo-se aos levantamentos, avaliações e determinação do montante de indenização devida às Companhias, observados os valores e as datas de sua incorporação ao sistema elétrico.

14.1 Ativo Financeiro

O valor dos ativos vinculados à infraestrutura e que não serão amortizados até o término do contrato de concessão é classificado como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do Poder Concedente. O valor reconhecido do ativo financeiro e as alterações no valor justo são revisados mensalmente baseados nas premissas inerentes a este direito contratual (veja nota 25.6). Esses ativos apresentaram as seguintes movimentações no exercício:

	Consolidado	
	2022	2021
Saldo inicial do exercício	**18.516**	**14.403**
Adição pela combinação de negócios (nota 15.4)	-	137
Baixas	(58)	(35)
Reversão	7	2
Transferência ativo contratual [1]	3.599	2.402
Transferência ativo intangível	26	28
Transferência outros [2]	64	-
Ajustes a valor justo	1.339	1.579
Saldo final do exercício	**23.493**	**18.516**

(1) Transferência do ativo financeiro das distribuidoras, classificado como ativo de contrato durante o período de construção.
(2) Parcela da devolução Programa Luz Para Todos – LPT Tranche 9.

14.2 Ativo Contratual

Os fluxos de caixa vinculados à fase de construção da infraestrutura da concessão, cujo direito à contraprestação está condicionado à satisfação de obrigações de desempenho vinculada à fase de operação, são classificados como Ativos de Contrato e apresentam a seguinte composição:

	Consolidado					
	2022			2021		
	Transmissão	Distribuição	Total	Transmissão	Distribuição	Total
Circulante	715	-	**715**	492	-	**492**
Não circulante	11.674	4.306	**15.980**	8.188	4.259	**12.447**
Total	**12.389**	**4.306**	**16.695**	**8.680**	**4.259**	**12.939**
Concluído	5.758	-	**5.758**	3.302	-	**3.302**
Em execução	6.631	4.306	**10.937**	5.378	4.259	**9.637**

Esses ativos apresentaram a seguinte movimentação no exercício:

	Consolidado		
	Transmissão	Distribuição	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2021	**8.680**	**4.259**	**12.939**
Adições [1]	3.094	5.425	**8.519**
Baixas	-	(78)	**(78)**
Transferências - intangíveis em serviço [1]	-	(1.768)	**(1.768)**
Transferências - ativos financeiros [1]	-	(3.599)	**(3.599)**
Transferências – outros	-	67	**67**
Amortização de ativo contratual	(429)	-	**(429)**
Atualização monetária	1.044	-	**1.044**
Saldo em 31 de dezembro de 2022	**12.389**	**4.306**	**16.695**
Custo	12.389	4.801	**17.190**
Obrigações especiais	-	(495)	**(495)**

	Consolidado		
	Transmissão	Distribuição	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2020	**5.025**	**3.849**	**8.874**
Adição pela combinação de negócios (nota 15.4)	-	134	134
Adições [1]	3.174	4.305	7.479
Baixas	(8)	(63)	(71)
Transferências - intangíveis em serviço [1]	-	(1.525)	(1.525)
Transferências - ativos financeiros [1]	-	(2.402)	(2.402)
Transferências – outros	-	(39)	(39)
Amortização de ativo contratual	(181)	-	(181)
Atualização monetária	670	-	670
Saldo em 31 de dezembro de 2021	**8.680**	**4.259**	**12.939**
Custo	8.680	4.651	13.331
Obrigações especiais	-	(392)	(392)

(1) Durante a fase de construção, os ativos vinculados à infraestrutura de concessão de distribuição são registrados como ativos de contrato e mensurados pelo custo de aquisição acrescido dos custos dos empréstimos para financiamento da referida construção, incorridos no mesmo período. Após a conclusão da obra, esses ativos são bifurcados entre ativo financeiro e intangível. A remensuração do ativo contratual das transmissoras compõe o saldo das adições.
O fluxo de caixa esperado de amortização do ativo de contrato da transmissão ocorrerá da seguinte forma:

	Consolidado
2023	612
2024	1.344
2025	1.777
2026	1.896
2027	2.243
Entre 2028 e 2032	10.695
Entre 2033 e 2037	13.027
2038 em diante	43.792
Total	**75.386**

14.3 Política contábil e julgamentos críticos

Os Contratos de Concessão de Serviços Públicos de Energia Elétrica celebrados entre a União (Poder Concedente - Outorgante) regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição e transmissão pelas Companhias e estabelecem que:

a) Política contábil

(i) Distribuidoras
De acordo com os contratos de concessão:
• Ao final da concessão os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente mediante pagamento de uma indenização.
• O preço é regulado através de mecanismo de tarifa estabelecido nos contratos de concessão com base em fórmula paramétrica (Parcelas A e B), bem como são definidas as modalidades de revisão tarifária, que deve ser suficiente para cobrir os custos, a amortização dos investimentos e a remuneração pelo capital investido.
Com base nas características estabelecidas nos contratos de concessão, a Administração de forma a refletir o negócio de distribuição e transmissão de energia elétrica, abrangendo:
• Investimentos do contrato de concessão em construção ou melhoria da infraestrutura são classificados como ativo de contrato. Os ativos de contrato são bifurcados entre ativo financeiro e ativo intangível, após a entrada em operação do investimento, ou do término da melhoria da infraestrutura.
• Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente.
• Parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) classificada como um ativo intangível (nota 17) em virtude de sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos consumidores.
(ii) Transmissoras
De acordo com os contratos de concessão, a Companhia é responsável por transportar a energia dos centros de geração até os pontos de distribuição. Para cumprir essa responsabilidade, a transmissora possui duas obrigações de desempenho distintas: (i) construir e melhorar; e (ii) manter e operar a infraestrutura de transmissão.
Ao cumprir essas duas obrigações de desempenho (veja nota 5.6(a)), a transmissora de energia mantém sua infraestrutura de transmissão disponível para os usuários e em contrapartida recebe um fluxo de caixa denominado Receita Anual Permitida ('RAP'), durante toda a vigência do contrato de concessão. Estes recebimentos amortizam os investimentos feitos nessa infraestrutura de transmissão. Eventuais investimentos não amortizados geram o direito de indenização do Poder Concedente (quando previsto no contrato de concessão), que recebe toda a infraestrutura de transmissão ao final do contrato de concessão.
O direito à contraprestação por bens e serviços condicionado ao cumprimento de obrigações de desempenho e não somente a passagem do tempo. Com isso, as contraprestações passam a ser classificadas como um ativo de contrato, e conforme o cumprimento das obrigações de desempenham são subsequentemente reclassificados para a contas a receber de clientes.

b) Estimativas e julgamentos críticos

(i) Ativo financeiro da concessão (Distribuição)
Para mensuração do valor justo, a Companhia utiliza abordagem de custo de reposição baseado em preço atribuídos pela ANEEL, estipuladas para ativos inerentes a operações passíveis de indenização pelo poder concedente. As estimativas utilizadas consideram premissas observáveis no: (i) Banco de Preços Referenciais e Orçamento Referencial, ambos da ANEEL, e (ii) Banco de Preços da Companhia. Essas premissas podem ser significativamente diferentes das estimadas pela Administração no momento da indenização pelo Poder Concedente.
(ii) Ativo contratual (Transmissão)
Para mensuração do ativo de contratual a Companhia estima os fluxos de caixa futuros em bases nominais no início da concessão. Sendo as principais premissas: (i) o componente de inflação a ser adicionado ao fluxo de caixa da concessão, e (ii) a taxa de desconto que reflita o componente de financiamento para o Poder Concedente.
O componente inflação realizado pode ser significativamente diferente das estimadas feitas pela Administração em relação efetiva no momento do recebimento da RAP.

15. INVESTIMENTOS EM CONTROLADAS, COLIGADAS E JOINT VENTURES

15.1 Mutações ocorridas durante o exercício

As variações dos investimentos em controladas, coligadas e *joint ventures* são as seguintes:

	Joint ventures	Coligadas	Total Consolidado	Controladas	Total Controladora
Saldo em 31 de dezembro de 2021	**1.138**	**62**	**1.200**	**25.742**	**26.942**
Aumento de capital	47	-	**47**	3.201	**3.248**
Equivalência Patrimonial	8	11	**19**	5.539	**5.558**
Equivalência patrimonial no resultado	8	11	**19**	5.700	**5.719**
Amortização da mais-valia	-	-	-	(161)	**(161)**
Equivalência patrimonial em outros resultados abrangentes	-	-	-	(234)	**(234)**
Dividendos e JCP declarados	(67)	(13)	**(80)**	(4.953)	**(5.033)**
Ajuste a valor justo de ativos classificados como mantidos para venda (nota 15.3)	(493)	-	**(493)**	292	**(201)**
Reclassificação para ativo mantido para venda (nota 15.3)	(334)	-	**(334)**	(446)	**(780)**
Outros	-	-	-	(13)	**(13)**
Saldo em 31 de dezembro de 2022	**299**	**60**	**359**	**29.128**	**29.487**
Saldo em 31 de dezembro de 2020	**1.051**	**1.376**	**2.427**	**20.350**	**22.777**
Aumento de capital	40	-	**40**	4.199	**4.239**
Equivalência Patrimonial	**100**	**(32)**	**68**	**4.781**	**4.849**
Equivalência patrimonial no resultado	100	(32)	**68**	4.941	**5.009**
Amortização da mais-valia	-	-	-	(160)	**(160)**
Equivalência patrimonial em outros resultados abrangentes	-	-	-	(215)	**(215)**
Dividendos e JCP declarados	(53)	(3)	**(56)**	(3.392)	**(3.448)**
Ajuste a valor justo de ativos classificados como mantidos para venda (nota 15.3)	-	(482)	**(482)**	-	**(482)**
Reclassificação para ativo mantido para venda (nota 15.3)	-	(797)	**(797)**	-	**(797)**
Outros	-	-	-	19	**19**
Saldo em 31 de dezembro de 2021	**1.138**	**62**	**1.200**	**25.742**	**26.942**

Apresentamos a seguir a movimentação dos dividendos e JCP a receber.

	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Saldo inicial do exercício	**25**	**16**	**629**	**684**
Declarados	111	56	4.872	3.356
Recebidos	(87)	(47)	(4.738)	(3.411)
Saldo final do exercício	**49**	**25**	**763**	**629**

15.2 Detalhamento por classe de investimento

A seguir apresentamos informações adicionais sobre as principais investidas:

	Segmento	Participação e capital votante	Saldo dos Investimentos em 2022	Saldo dos Investimentos em 2021	Resultado de participação 2022	Resultado de participação 2021	Dividendos e JCP recebidos 2022	Dividendos e JCP recebidos 2021
Controladas								
Subsidiárias integrais	Redes	100,00%	10.316	5.789	1.349	694	322	28
	Liberalizados	100,00%	1.800	1.519	754	545	307	340
	Renováveis	100,00%	6.437	5.229	460	351	304	155
	Outros	100,00%	9	12	-	(39)	-	-
Outras subsidiárias								
Neoenergia Coelba	Redes	98,94%	5.947	6.229	1.550	1.623	1.659	1666
Neoenergia Elektro	Redes	99,68%	3.403	3.861	983	820	1.423	626
Neoenergia Pernambuco	Redes	89,65%	-	1.819	-	337	-	183
Neoenergia Cosern	Redes	93,05%	1.357	1.467	540	490	635	333
Afluente T	Redes	90,13%	235	223	34	90	13	35
			29.504	**26.148**	**5.670**	**4.911**	**4.663**	**3.366**
Coligadas e joint ventures								
Teles Pires Participações (nota 15.3)	Renováveis	50,56%	-	808	(55)	5	-	-
Companhia Hidrelétrica Teles Pires (nota 15.3)	Renováveis	51,00%	-	26	-	-	-	-
Águas da Pedra	Renováveis	51,00%	299	304	63	96	75	45
Norte Energia S.A. (NESA) – (nota 15.3)	Renováveis	10,00%	-	-	-	(43)	-	-
Energética Corumbá III	Renováveis	25,00%	60	62	11	10	12	1
			359	**1.200**	**19**	**68**	**87**	**46**
Transação entre os sócios			(376)	(406)	30	30	-	-
Total			**29.487**	**26.942**	**5.719**	**5.009**	**4.750**	**3.412**

15.3 Ativo não circulante mantido para venda

15.3.1 Norte Energia

A Norte Energia S.A. ("NESA") é uma sociedade de propósito específico de capital aberto, cujo objeto social consiste na implantação, operação, manutenção e exploração da Usina Hidrelétrica de Belo Monte ("UHE Belo Monte"), localizada no rio Xingu, no Estado do Pará e das instalações de transmissão de interesse restrito à central geradora. A Companhia detém indiretamente 10% do capital social da NESA, que compõe o segmento de renováveis, por meio da controlada Belo Monte Participações S.A.
O Conselho de Administração, em dezembro de 2021, autorizou a Diretoria Executiva da Companhia a praticar os atos necessários para avançar nas análises e providências com vistas a determinar as condições para a venda da participação acionária na NESA. Esse desinvestimento está alinhado com a estratégia de alienação de participações minoritárias da Companhia.
A avaliação do valor justo dos ativos, líquidos de despesa de vendas, resultou em valor inferior ao valor contábil em R$ 482 como refletido na rubrica de "Ajuste a valor justo de ativos classificados como mantidos para venda" (Nota 15.1), resultando no valor justo de R$ 797, correspondente à participação da Companhia neste investimento.
Desta forma, o saldo do investimento transferido da rubrica "Investimentos" para "Ativos não circulantes mantidos para venda" foi de R$ 797.
A mensuração do valor justo do ativo de R$ 804 MM (antes dos custos de venda de R$ 7) foi classificada como valor justo de nível 2 e teve como base o preço indicativo constante na oferta não vinculante, recebida pela Companhia, ante a perspectiva de desinvestimento na NESA.
Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2022, a Administração manteve estudos e negociações visando o desinvestimento na NESA, de forma que permanece comprometida com o plano de venda desse ativo em seu planejamento de curto prazo. Assim, em conformidade com as políticas contábeis da Companhia descritas na Nota 15.8, a Administração manteve o investimento classificado como um ativo não circulante mantido para venda mensurado ao seu valor justo, o qual, em sua avaliação, não teve alteração relevante em relação ao valor justo registrado anteriormente.

15.3.2 Teles Pires e Baguari

Em 16 de dezembro de 2022, a Companhia celebrou com a Eletronorte o Contrato de Permuta de Ações e Outras Avenças, por meio do qual acordaram a permuta das seguintes participações acionárias:
A Neoenergia transfere em permuta à Eletronorte suas participações de 50,56% na Teles Pires, 0,9% da CHTP e 100% da Baguari (consorciada líder e titular de 51% do Consórcio UHE Baguari), avaliadas em conjunto pelo valor justo de R$ 788; enquanto a Eletronorte transfere em permuta à Neoenergia suas participações de 49% na EAPSA, 0,04% na Neoenergia Coelba, 0,04% na Neoenergia Cosern e 0,04% na Afluente T, avaliadas em conjunto pelo mesmo valor.
O fechamento da transação está esperado para 6 meses podendo ser postergado por mais 6 meses condicionado ao cumprimento de determinadas condições precedentes usuais a esse tipo de operação, incluindo uma reorganização dentro do grupo Eletrobras no âmbito da qual a Eletronorte passará a ser a única titular das participações adquiridas; bem como à observância de direitos de preferência de terceiros.
A UHE Teles Pires e Baguari integram a mesma Unidade Geradora de Caixa, portanto o valor justo aferido no período de negociações dos termos do contrato de permuta corresponde ao valor justo desses dois ativos em conjunto. Desta forma, a reclassificação contábil para "Ativo não Circulante Mantido para Venda" da participação da Neoenergia e o efeito em resultado desta operação é combinando o referido grupo de ativos.
Desta forma, o resultado apurado referente ao ajuste a valor justo do conjunto de ativos foi conforme segue:

Valores de livros	
Teles Pires	801
CHTP	25
Baguari	155
Valor de livros total	**981**
Valor justo da oferta	788
Despesas de venda	(8)
Ajuste ao valor justo reconhecido no resultado de 2022	**(201)**

O saldo transferido à conta de "Ativo Não Circulante Mantido para Venda" foi de R$ 780, líquido das despesas de venda.

15.4 Combinação de negócios: aquisição da CEB Distribuição S.A. ("CEB-D"), atual Neoenergia Brasília

Em 4 de dezembro de 2020, a Companhia, através da sua controlada Bahia Geração de Energia S.A. ("Bahia PCH III"), sagrou-se vencedora na Sessão Pública do Leilão nº 01/2020-CEB-D ("Leilão") de desestatização da distribuidora de energia elétrica CEB-D, tendo apresentado o lance vencedor no valor de R$ 2.515 para a aquisição de 100% das ações de emissão da CEB-D, cuja Líquidação ocorreu em 2 de março de 2021, após a aprovação prévia pelo Conselho Administrativo de Defesa Pública ("CADE") e a anuência prévia da ANEEL, ocorridas em 14 e 22 de janeiro de 2021, respectivamente. A CEB-D é a distribuidora de energia elétrica no Distrito Federal, e detém a concessão para distribuição de energia elétrica no Distrito Federal pelo prazo de 30 anos, até 7 de julho de 2045. A aquisição da CEB-D foi mais um passo alinhado à estratégia do plano de expansão da Companhia no setor elétrico brasileiro. A seguir está apresentada a apuração do resultado da combinação de negócios através do confronto do valor pago e dos os valores justos dos principais ativos identificáveis adquiridos e dos passivos assumidos em 2 de março de 2021, data da combinação de negócios:

Valor da contraprestação paga	2.515
Caixa assumido na aquisição	(100)
Valor líquido da saída de caixa	**2.415**
Valor justo dos ativos adquiridos	
Contas a receber de clientes e outros	621
Tributos a recuperar	164
Depósitos judiciais	23
Concessão do Serviço Público (ativo financeiro)	137
Concessão do Serviço Público (ativo contratual)	134
Tributos sobre o lucro diferidos	393
Outros ativos	97
Imobilizado	46
Intangível (Contrato de concessão) [1]	2.716
Outros intangíveis	8
	4.339
Valor justo dos (-) Passivos assumidos	
Fornecedores e contas a pagar a empreiteiros e operações de desconto de títulos	(461)
Tributos e encargos setoriais a recolher	(460)
Empréstimos e financiamentos	(226)
Salários, benefícios a empregados e encargos a pagar	(115)
Passivo financeiro setorial (Parcela A e outros)	(198)
Provisões [2]	(199)
Ressarcimento à consumidores – Tributos federais	(148)
Tributos sobre o lucro diferidos [3]	(671)
Outros passivos	(117)
	(2.595)
Ativo líquido adquirido	**1.744**
(=) Goodwill	**671**

A Companhia não está sujeita a contraprestações contingentes ou possui direito a indenizações que possam afetar o preço de compra. Os gastos com honorários advocatícios, assessores financeiros, *due diligence*, taxas entre outros, relacionados à aquisição da CEB-D totalizaram R$25. As premissas e técnicas de avaliação dos principais ativos adquiridos e dos passivos assumidos identificados na aquisição da CEB-D são conforme a seguir:
(1) Intangível relacionado ao contrato de concessão de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica no Distrito Federal até 7 de julho de 2045, no montante de R$ 2.716, sendo o ajuste ao valor justo efetuado no processo de alocação do preço de compra no montante de R$ 2.050. O valor justo do intangível (contrato de concessão) foi avaliado utilizando abordagem de receita pelo método *multi-period excess earnings*, que considera o valor presente dos fluxos de caixa líquidos esperados pela concessão. As premissas-chave foram:
• Prazo de concessão remanescente de 24 anos.
• Volume de energia esperada e respectivas tarifas por cada classe de consumidores, baseadas em metodologia estabelecida pela ANEEL.
• Despesas operacionais baseadas em estimativas da Administração, considerando a experiência da Companhia na gestão dos contratos de concessão.
• Expectativas de investimentos para manutenção e melhorias da estrutura da CEB-D, considerando parâmetros de avaliação consistentes com o tamanho e com o planejamento estratégico de longo prazo para a CEB-D.
• Tributos sobre o lucro de 34%.
• Taxa de desconto refletindo o custo médio ponderado de capital ("WACC" – *Weighted Average Capital Cost*), em nível adequado à percepção do risco de mercado e adequada remuneração aos acionistas na data de aquisição.
(2) Passivos contingentes relacionados aos processos judiciais, com base na melhor estimativa de perda de acordo com o julgamento da Administração, sendo o ajuste ao valor justo efetuado no processo de alocação do preço de compra no montante de R$ 93 , o qual reflete a melhor expectativa da Administração para desembolsos referentes aos processos judiciais em curso, baseando-se em decisões judiciais recentes e ampla jurisprudência formada relacionada com os pleitos dos referidos processos judiciais. Os valores justos dos processos judiciais na data da aquisição são como a seguir:

Processos judiciais	
Cíveis	23
Trabalhistas	58
Tributários	31
Regulatórios	87
Provisão e passivos contingentes a valor justo	**199**
Provisão para processos judiciais previamente reconhecidas pela CEB-D	(106)
Ajuste a valor justo	**93**

(3) Os tributos diferidos sobre o lucro calculados sobre os ajustes entre o valor de livros e os valores justos dos ativos e passivos supramencionados nos itens (i) e (ii), à alíquota nominal de 34%. Ressalte-se que não integram a base de cálculo o *goodwill* e o ajuste das provisões processos judiciais nos montantes de R$ 671 e R$ 31, respectivamente.

15.5 Reestruturação societária

Em 27 de maio de 2022 as então controladas Neoenergia Distribuição Brasília (Neoenergia Brasília) e Bahia Geração de Energia ("Bahia PCH III") aprovaram em Assembleia Geral Extraordinária ("AGE") a operação de incorporação da Bahia PCH III por sua controlada direta, Neoenergia Brasília, condicionada a aprovação prévia da Aneel, que ocorreu em 15 de agosto de 2022. Tendo como consequencia, a efetivação da incorporação e transferencia do controle societário direto da Neoenergia Brasilia para a Neoenergia S.A.
Como a Companhia era a única acionista da Bahia PCH III, recebeu às ações de emissão da Neoenergia Brasilia na mesma quantidade e da mesma classe e espécie das ações até então detidas pela Bahia PCH III.
A reestruturação societária permite à Neoenergia Brasília adequar-se ao modelo de estrutura societária do grupo em relação às suas demais Distribuidoras de Energia, todas com o controle direto pela Neoenergia SA, bem como a simplificação da estrutura societária do grupo, eliminando-se ineficiências no âmbito administrativo e financeiro.
O efeito desta transação nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia em 31 de dezembro de 2022, corresponde à baixa do saldo não amortizado do passivo fiscal diferido no montante de R$ 656 e à constituição de ativo fiscal diferido referente à parcela amortizada do ágio pela Bahia PCH III no montante de R$ 22, totalizando o reconhecimento do efeito positvo de R$ 678 na demonstração do resultado.

15.6 Informações selecionadas de *joint ventures* e coligadas.

As informações financeiras resumidas das coligadas e *joint ventures* relevantes para a Companhia são apresentadas a seguir. As demonstrações financeiras individuais dessas entidades podem divergir das informações financeiras aqui apresentadas, que são preparadas considerando as políticas contábeis da Companhia:

	2022	2021	
	Águas da Pedra	Teles Pires Participações	Águas da Pedra
Balanço patrimonial			
Caixa e equivalentes de caixa	141	83	147
Contas a receber de clientes	41	103	39
Imobilizado e intangível	620	4.312	676
Outros ativos	34	416	31
Total de ativos	**836**	**4.914**	**893**
Empréstimos e financiamentos [1]	143	2.844	177
Contas a pagar a fornecedores	7	67	6
Outros passivos	101	388	115
Total de passivos	**251**	**3.299**	**298**
Patrimônio líquido	**585**	**1.615**	**595**

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 16/02/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link

https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/02/16/NEOENERGIA1567776416022023.pdf
Hash:1676504773041857c75ab541819dd786e001b9a3c4

NEOENERGIA

CNPJ nº 01.083.200/0001-18 | CVM nº 01553-9 | Companhia Aberta

	2022	2021	
	Águas da Pedra	Teles Pires Participações	Águas da Pedra
Resultado do exercício			
Receita operacional, líquida	304	833	286
Lucro operacional antes do resultado financeiro	178	183	240
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	148	9	188
Outras informações			
Capital circulante líquido	89	(86)	76
Fluxo de caixa operacional	180	64	178
Depreciação e amortização	32	171	29

(1) Os empréstimos e financiamentos das investidas Teles Pires e Norte Energia possuem garantias financeiras emitidas pela Neoenergia S/A, na proporção de sua participação nos referidos ativos líquidos, em favor dos credores (para mais detalhes veja nota 24.5).

15.7 Subsidiárias com a participação de acionistas não controladores

As informações financeiras resumidas, antes das eliminações intergrupo, das subsidiárias com participação de acionistas não controladores materiais são apresentadas a seguir.

(a) Informações selecionadas do balanço patrimonial.

	2022			
	Neoenergia Coelba	Neoenergia Elektro	Neoenergia Cosern	Afluente T
Balanço patrimonial				
Caixa e equivalentes de caixa	1.002	527	241	21
Contas a receber de clientes	2.719	1.862	593	6
Instrumentos derivativos	493	270	93	-
Imobilizado e intangível	3.198	1.597	697	5
Outros ativos	18.221	5.670	3.644	269
Total de ativos	**25.633**	**9.926**	**5.268**	**301**
Empréstimos e financiamentos	13.151	5.022	2.425	-
Contas a pagar a fornecedores	1.109	755	268	6
Instrumentos derivativos	344	53	13	-
Benefícios a empregados	729	20	-	-
Outros passivos	4.389	1.211	1.157	34
Total de passivos	**19.722**	**7.061**	**3.863**	**40**
Patrimônio líquido	**5.911**	**2.865**	**1.405**	**261**

	2021				
	Neoenergia Coelba	Neoenergia Elektro	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Cosern	Afluente T
Balanço patrimonial					
Caixa e equivalentes de caixa	650	624	673	167	18
Contas a receber de clientes	2.831	2.160	2.056	757	6
Instrumentos derivativos	787	663	330	270	0
Imobilizado e intangível	3.239	1.538	2.430	695	3
Outros ativos	16.890	5.691	7.497	3.303	249
Total de ativos	**24.397**	**10.676**	**12.986**	**5.192**	**276**
Empréstimos e financiamentos	11.406	5.013	6.706	2.140	0
Contas a pagar a fornecedores	1.329	699	1.072	339	7
Instrumentos derivativos	118	2	29	3	0
Benefícios a empregados	680	42	91	0	0
Outros passivos	4.688	1.686	3.256	1.197	21
Total de passivos	**18.221**	**7.442**	**11.154**	**3.679**	**28**
Patrimônio líquido	**6.176**	**3.234**	**1.832**	**1.513**	**248**

(b) Informações selecionadas do resultado abrangente e outras informações

	2022			
	Neoenergia Coelba	Neoenergia Elektro	Neoenergia Cosern	Afluente T
Resultado abrangente				
Receita operacional, líquida	13.978	8.388	3.544	72
Lucro operacional antes do resultado financeiro	3.202	1.788	901	38
Lucro líquido do exercício	1.567	986	581	37
Resultado abrangente total	22	80	(17)	-
Outras informações				
Capital circulante líquido	(350)	520	62	48
Fluxo de caixa operacional	752	(8)	364	28
Depreciação e amortização	772	315	152	674
Remuneração paga aos acionistas não controladores	15	5	46	46

	2021				
	Neoenergia Coelba	Neoenergia Elektro	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Cosern	Afluente T
Resultado abrangente					
Receita operacional, líquida	14.265	8.505	8.498	3.616	120
Lucro operacional antes do resultado financeiro	2.818	1.401	945	720	103
Lucro líquido do exercício	1.669	822	376	533	100
Resultado abrangente total	22	80	(37)	(17)	0
Outras informações					
Capital circulante líquido	642	1.145	544	(112)	51
Fluxo de caixa operacional	752	(8)	(376)	364	28
Depreciação e amortização	298	350	133	133	674
Remuneração paga aos acionistas não controladores	2	23	31	31	46

15.8 Redução ao valor recuperável dos investimentos – *Impairment*

A administração revisa anualmente os eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas de cada ativo ou unidade geradora de caixa (UGC).

Em 31 de dezembro de 2022 e 2021 os ativos que apresentaram indicativos prévios de deterioração ou perda de valor recuperável foram submetidos à análise para identificação de real impacto por possível perda por *impairment*.

As premissas que sustentam as conclusões dos testes de recuperação dos investimentos realizados vão desde as previsões dos fluxos de caixa estimados trazidos a valor presente até as projeções de crescimento do mercado no horizonte de longo prazo.

Os fluxos de caixa são estimados com base nos resultados já realizados, levando em consideração o orçamento empresarial anual da Companhia enquanto o horizonte de análise leva em consideração o vencimento de cada concessão e a expectativa de crescimento do mercado, utilizando-se de projeções compatíveis com os dados históricos e as perspectivas sólidas de crescimento da economia brasileira.

A Companhia registrou um goodwill decorrente da aquisição da controlada Neoenergia Brasília, incorporada em março de 2021, o qual é alocado à UGC de distribuição e cuja recuperabilidade é avaliada anualmente. O teste de Impairment relativo a 2022, realizado com base nos fluxos de caixa projetados, considerando a Taxa de desconto (WACC a.a.) de 10,95% antes dos impostos, demonstram que não houve perdas identificadas.

15.9 Política contábil e julgamentos críticos

a) Política contábil

Combinação de negócios

A Companhia utiliza nas operações de combinação de negócios o método de aquisição. A contraprestação transferida pela aquisição de uma subsidiária compreende os seguintes componentes: (i) o valor justo dos ativos transferidos; (ii) o valor justo dos passivos assumidos do negócio adquirido; (iii) o valor justo de qualquer ativo ou passivo resultante de uma contraprestação contingente, quando aplicável; e (iv) o valor justo de qualquer participação acionária pré-existente na subsidiária, quando aplicável

Os ativos identificáveis adquiridos, os passivos assumidos, e passivos contingentes em uma combinação de negócios são mensurados inicialmente pelos seus valores justos na data da aquisição. Um *goodwill* surge quando há excesso entre a contraprestação transferida pela Companhia e os valores agregados dos componentes (i) a (vi). Quando esse valor agregado dos componentes é inferior à contraprestação transferida pela aquisição da subsidiária, um ganho na compra vantajosa é reconhecido na demonstração do resultado.

A Companhia reconhece a participação de não controlador em uma subsidiária adquirida pela participação proporcional da participação dos acionistas não controladores nos ativos líquidos identificáveis desta subsidiária, quando aplicável.

Subsidiárias, empreendimentos controlados em conjunto e coligadas

Subsidiária é a entidade na qual a Companhia está exposta ou tem direito a retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento e tem a capacidade de interferir nesses retornos devido ao poder que exerce sobre a entidade (controle). As controladas são totalmente consolidadas a partir da data em que o controle é detido pela Companhia e a consolidação é interrompida a partir da data em que a Companhia deixa de ter o controle.

Coligada é a entidade sobre a qual a Companhia possui influência significativa, definida como o poder de participar na elaboração das decisões sobre políticas financeiras e operacionais de uma investida, mas sem que haja o controle individual ou conjunto dessas políticas.

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 (*joint operation*) ou um empreendimento controlado em conjunto (joint ventures), dependendo dos direitos e obrigações das partes. Enquanto em uma operação em conjunto, as partes integrantes têm direitos sobre os ativos e obrigações sobre os passivos relacionados ao negócio, em um empreendimento controlado em conjunto, as partes têm direitos sobre os ativos líquidos do negócio. No segmento de renováveis, algumas atividades são conduzidas por operações em conjunto.

Os investimentos em subsidiárias, empreendimentos controlados em conjunto e coligadas são avaliados pelo método da equivalência patrimonial a partir da data em que elas se tornam sua investida. Apenas os empreendimentos controlados em conjunto constituídos por meio de entidade veículo com personalidade jurídica própria são avaliadas pelo método da equivalência patrimonial. Para os demais empreendimentos controlados em conjunto, a Companhia reconhece seus ativos, passivos e as respectivas receitas e despesas nestas operações.

A participação da Companhia nos lucros ou prejuízos de suas coligadas e *joint ventures* são reconhecidas na demonstração do resultado do exercício e em outros resultados abrangentes, de forma reflexa ao reconhecimento realizado por suas investidas. Quando a participação da Companhia nas perdas de uma coligada ou joint venture for igual ou superior ao valor contábil do investimento, incluindo quaisquer outros recebíveis, a Companhia não reconhece perdas adicionais, a menos que tenha incorrido em obrigações ou efetuado pagamentos em nome da investida.

Ativos não circulantes mantidos para venda

Os ativos são classificados como mantidos para venda quando for altamente provável que serão recuperados por meio de venda ao invés do seu uso contínuo e devem ser mensurados pelo menor valor entre o seu valor contábil e o respectivo valor justo, deduzido dos custos de venda. Qualquer perda por ajuste ao valor justo apurada na classificação inicial nos ativos mantidos para venda e os ganhos e/ou perdas por mensurações subsequentes, deverão ser reconhecidos no resultado. A Companhia cessa mensuração pelo método de equivalência patrimonial na data em que o ativo é classificado como mantido para venda.

b) Estimativas e julgamentos críticos

Combinação de negócios

No processo de mensuração da combinação de negócio a Administração da Companhia aplica premissas e técnicas de avaliação nos principais elementos (ativos adquiridos e passivos assumidos) identificados na aquisição. Aplicação dessas premissas e técnicas de avaliação envolve julgamento por parte da Administração, com base em seu modelo de negócio e gestão, e as características individuais dos elementos que estão sendo avaliados. Como resultado, o valor justo dos ativos adquiridos e passivos assumidos mensurados inicialmente na combinação de negócios podem sofrer variações significativas entre os resultados projetados pela Companhia e os resultados reais alcançados, estas variações podem ocorrer em função de revisão de fatores de investimentos, estratégicos ou operacionais, além do nível de crescimento e da taxa de desconto.

Ativos não circulantes mantidos para venda

O valor justo dos Ativos não circulantes mantidos para venda são mensurados com base na abordagem de renda, determinada pelo uso de técnica de avaliação de fluxo de caixa descontado a partir da utilização WACC da Companhia. Os fluxos de caixa estimados e a taxa de desconto estimados pela Administração podem resultar em valor justo diferente do valor a ser determinado pelo efetivo comprador no fechamento da venda dos ativos.

15.10 Relação das subsidiárias, coligadas e joint ventures

As empresas subsidiárias estão abaixo relacionadas:

		Participação total	
Empresas	**Atividade**	**2022**	**2021**
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – Neoenergia Coelba	Distribuição	98,94%	98,94%
Companhia Energética de Pernambuco – Neoenergia Pernambuco [1]	Distribuição	100,00%	89,65%
Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Neoenergia Cosern	Distribuição	93,05%	93,05%
Elektro Redes S.A. – Neoenergia Elektro	Distribuição	99,68%	99,68%
Neoenergia Distribuição Brasília S.A.	Distribuição	100,00%	100,00%
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A. – Afluente T	Transmissão	90,13%	90,13%
SE Narandiba S.A. – Narandiba	Transmissão	100,00%	100,00%
Potiguar Sul Transmissão de Energia S.A. – Potiguar Sul	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoenergia Jalapão Transmissão de Energia S.A.– Jalapão	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoenergia Santa Luzia Transmissão de Energia S.A. – Santa Luzia	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoenergia Guanabara Transmissão de Energia S.A.– Guanabara	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoenergia Itapaboana Transmissão de Energia S.A. – Itapaboana	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoenergia Lagoa dos Patos Transmissão de Energia S.A. – Lagoa dos Patos	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoenergia Rio Formoso Transmissão e Energia S.A. – EKTT 6	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoenergia Morro do Chapéu Transmissão e Energia S.A. – EKTT 7	Transmissão	100,00%	100,00%
EKTT 8 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A. – EKTT 8	Transmissão	100,00%	100,00%
EKTT 9 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A. – EKTT 9	Transmissão	100,00%	100,00%
EKTT 10 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A. – EKTT 10	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoenergia Vale do Itajaí Transmissão de Energia S.A.– Vale do Itajaí	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoenergia Dourados Transmissão de Energia S.A.– Dourados	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoenergia Atibaia Transmissão de Energia S.A.– Atibaia	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoenergia Biguaçu Transmissão de Energia S.A.– Biguaçu	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoenergia Sobral Transmissão de Energia S.A.– Sobral	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoenergia Transmissora 11 SPE S.A.	Transmissão	100,00%	-
NC Energia S.A. – NC	Comercialização	100,00%	100,00%
Elektro Comercializadora de Energia Ltda – EKCE	Comercialização	100,00%	100,00%
Termopernambuco S.A. – Termope	Geração Térmica	100,00%	100,00%
Itapebi Geração de Energia S.A. – Itapebi	Geração hidráulica	100,00%	100,00%
Baguari I Geração de Energia Elétrica S.A. – Baguari	Geração hidráulica	100,00%	100,00%
Geração CIII S.A. – Geração CIII	Geração hidráulica	100,00%	100,00%
Geração Céu Azul S.A. – Geração Céu Azul	Geração hidráulica	100,00%	100,00%
Bahia Pequena Central Hidrelétrica S.A. – Bahia PCH II	Geração hidráulica	100,00%	100,00%
Santana 1 Energia Renovável S.A. – Santana 1	Geração eólica	100,00%	100,00%
Santana 2 Energia Renovável S.A. – Santana 2	Geração eólica	100,00%	100,00%
Calango 6 Energia Renovável S.A. – Calango 6	Geração eólica	100,00%	100,00%
Lagoa 2 Energia Renovável S.A. – Lagoa 2	Geração eólica	100,00%	100,00%
Canoas Energia Renovável S.A. – Canoas	Geração eólica	100,00%	100,00%
Lagoa 1 Energia Renovável S.A. – Lagoa 1	Geração eólica	100,00%	100,00%
Força Eólica do Brasil S.A. – FEB	Geração eólica	100,00%	100,00%
Calango 1 Energia Renovável S.A. – Calango 1	Geração eólica	100,00%	100,00%
Calango 4 Energia Renovável S.A. – Calango 4	Geração eólica	100,00%	100,00%
Calango 5 Energia Renovável S.A. – Calango 5	Geração eólica	100,00%	100,00%
Caetité 1 Energia Renovável S.A. – Caetité 1	Geração eólica	100,00%	100,00%
Caetité 2 Energia Renovável S.A. – Caetité 2	Geração eólica	100,00%	100,00%
Força Eólica do Brasil 1 S.A. - FEB 1	Geração eólica	100,00%	100,00%
Calango 2 Energia Renovável S.A. – Calango 2	Geração eólica	100,00%	100,00%
Calango 3 Energia Renovável S.A. – Calango 3	Geração eólica	100,00%	100,00%
Caetité 3 Energia Renovável S.A. – Caetité 3	Geração eólica	100,00%	100,00%
Arizona 1 Energia Renovável S.A. – Arizona 1	Geração eólica	100,00%	100,00%
Mel 2 Energia Renovável S.A. – Mel 2	Geração eólica	100,00%	100,00%
FE Participações S.A. – FPAR	Geração eólica	100,00%	100,00%
Força Eólica do Brasil S.A. - FEB 2	Geração eólica	100,00%	100,00%
Energia Renováveis do Brasil S.A. - Enerbrasil	Geração eólica	100,00%	100,00%
Elektro Renováveis do Brasil S.A. – Elektro Renováveis	Geração eólica	100,00%	100,00%
Chafariz 1 Energia Renovável S.A. – Chafariz 1	Geração eólica	100,00%	100,00%
Chafariz 2 Energia Renovável S.A. – Chafariz 2	Geração eólica	100,00%	100,00%
Chafariz 3 Energia Renovável S.A. – Chafariz 3	Geração eólica	100,00%	100,00%
Chafariz 6 Energia Renovável S.A. – Chafariz 6	Geração eólica	100,00%	100,00%
Chafariz 7 Energia Renovável S.A. – Chafariz 7	Geração eólica	100,00%	100,00%
Lagoa 3 Energia Renovável S.A. – Lagoa 3	Geração eólica	100,00%	100,00%
Lagoa 4 Energia Renovável S.A. – Lagoa 4	Geração eólica	100,00%	100,00%
Canoas 2 Energia Renovável S.A. - Canoas 2	Geração eólica	100,00%	100,00%
Canoas 4 Energia Renovável S.A. - Canoas 4	Geração eólica	100,00%	100,00%
Chafariz 4 Energia Renovável S.A. – Chafariz 4	Geração eólica	100,00%	100,00%
Chafariz 5 Energia Renovável S.A. – Chafariz 5	Geração eólica	100,00%	100,00%
Canoas 3 Energia Renovável S.A. – Canoas 3	Geração eólica	100,00%	100,00%
Ventos de Arapuá 1 Energia Renovável S.A. – Arapuá 1	Geração eólica	100,00%	100,00%
Ventos de Arapuá 2 Energia Renovável S.A. – Arapuá 2	Geração eólica	100,00%	100,00%
Ventos de Arapuá 3 Energia Renovável S.A. – Arapuá 3	Geração eólica	100,00%	100,00%
Luzia 2 Energia Renovável S.A. – Luzia 2	Geração solar	100,00%	100,00%
Luzia 3 Energia Renovável S.A. – Luzia 3	Geração solar	100,00%	100,00%
Oitis 1 Energia Renovável S.A. – Oitis 1	Geração eólica	100,00%	100,00%
Oitis 2 Energia Renovável S.A. – Oitis 2	Geração eólica	100,00%	100,00%
Oitis 3 Energia Renovável S.A. – Oitis 3	Geração eólica	100,00%	100,00%
Oitis 4 Energia Renovável S.A. – Oitis 4	Geração eólica	100,00%	100,00%
Oitis 5 Energia Renovável S.A. – Oitis 5	Geração eólica	100,00%	100,00%
Oitis 6 Energia Renovável S.A. – Oitis 6	Geração eólica	100,00%	100,00%
Oitis 7 Energia Renovável S.A. – Oitis 7	Geração eólica	100,00%	100,00%
Oitis 8 Energia Renovável S.A. – Oitis 8	Geração eólica	100,00%	100,00%
Oitis 9 Energia Renovável S.A. – Oitis 9	Geração eólica	100,00%	100,00%
Oitis 10 Energia Renovável S.A. – Oitis 10	Geração eólica	100,00%	100,00%
Oitis 21 Energia Renovável S.A. – Oitis 21	Geração eólica	100,00%	100,00%
Oitis 22 Energia Renovável S.A. – Oitis 22	Geração eólica	100,00%	100,00%
Elektro Operação e Manutenção Ltda - Elektro O&M	Serviços	100,00%	100,00%
Neoenergia Serviços Ltda – Neoserv	Serviços	100,00%	100,00%
Neoenergia Operação e Manutenção S.A. - Neoenergia O&M	Serviços	100,00%	100,00%
Bahia Geração de Energia S.A. - Bahia PCH III [2]	Outros	N/A	100,00%
Belo Monte Participações S.A. – Belo Monte	Outros	100,00%	100,00%
Neoenergia investimentos S.A. - Neoinvest	Outros	100,00%	100,00%

(1) Em Outubro de 2022 a Neoenergia adquiriu a participação dos minoritários, que representam 9,13% do capital social da Neoenergia Pernambuco e conforme previsto no Edital da Oferta Pública para Conversão de Registro, foi aprovado o resgate e cancelamento da totalidade das ações de emissão da Neoenergia Pernambuco que remanesceram em circulação após leilão da OPA de Conversão de Registro representativas de 1,22% do seu capital social.

(2) Vide nota 15.5

As empresas coligadas e joint ventures estão abaixo relacionadas:

		Participação total	
Empresas	**Atividade**	**2022**	**2021**
Coligadas			
Norte Energia S.A. – NESA	Geração Hidráulica	10,00%	10,00%
Energética Corumbá III S.A. – ECIII	Geração Hidráulica	25,00%	25,00%
Joint ventures			
Teles Pires Participações S.A. – Teles Pires	Geração Hidráulica	50,56%	50,56%
Companhia Hidrelétrica Teles Pires S.A – CHTP	Geração Hidráulica	51,00%	51,00%
Energética Águas da Pedra S.A. – EAPSA	Geração Hidráulica	51,00%	51,00%

16. IMOBILIZADO

As variações do imobilizado, por classe de ativo, estão demonstradas conforme a seguir:

	Consolidado					
	Parques eólicos	Centrais Hidroelétricas e de ciclo combinado	Construções e terrenos	Outros	Ativos em construção	Total
Taxa de depreciação a.a.	3,03% - 16,70%	2,00% - 20%	0% - 9,1%	2,5% - 25%	-	
Saldo em 31 de dezembro de 2021	**3.007**	**2.482**	**1.564**	**26**	**2.481**	**9.560**
Adições	17	-	-	-	1.773	**1.790**
Capitalização de gastos [1]	-	-	-	-	95	**95**
Baixas	-	(10)	(1)	-	(10)	**(21)**
Depreciação	(150)	(113)	(54)	(8)	-	**(325)**
Transferências entre classes	2.355	49	472	33	(2.909)	**-**
Transferências - Outros ativos	(25)	-	-	6	(7)	**(26)**
Reclassificação para Ativo não circulante mantido para a venda	-	(192)	(24)	-	(11)	**(227)**
Saldo em 31 de dezembro de 2022	**5.204**	**2.216**	**1.957**	**57**	**1.412**	**10.846**
Custo	6.009	3.206	2.321	91	1.412	**13.039**
Depreciação acumulada	(805)	(990)	(364)	(34)	-	**(2.193)**
Saldo em 31 de dezembro de 2020	**1.699**	**2.582**	**1.074**	**39**	**1.427**	**6.821**
Adição pela combinação de negócios (nota 15.4)	-	-	-	-	46	**46**
Adições	40	-	-	-	2.933	**2.973**
Capitalização de gastos [1]	36	-	-	-	130	**166**
Baixas	(1)	(1)	(2)	-	(9)	**(13)**
Depreciação	(83)	(107)	(46)	(6)	-	**(242)**
Transferências entre classes	1.282	8	532	(6)	(1.816)	**-**
Transferências - Outros ativos	34	-	6	(1)	(230)	**(191)**
Saldo em 31 de dezembro de 2021	**3.007**	**2.482**	**1.564**	**26**	**2.481**	**9.560**
Custo	3.662	3.543	1.879	56	2.481	**11.621**
Depreciação acumulada	(655)	(1.061)	(315)	(30)	-	**(2.061)**

(1) Capitalização de gastos com pessoal alocado à construção; encargos financeiros de empréstimos e financiamento; adição (reversão) de provisão para desmantelamento de ativos e unidades de negócios; bem como respectivas obrigações ambientais.

16.1 Política contábil e julgamentos críticos

a) Política contábil

A Companhia classifica no imobilizado os ativos tangíveis, com vida útil definida de longa duração, vinculada às operações cujo preço ou tarifa não é controlada pelo poder concedente. Essas operações pertencentes aos segmentos: (i) Renováveis. (ii) Liberalizados, e (iii) Outros.

Os ativos imobilizados estão demonstrados pelos custos de aquisição ou custos de construção, que compreendem também os custos diretamente atribuíveis para colocar o ativo em condições de operação (incluindo encargos financeiros), bem como, quando aplicável, a estimativa dos custos com desmontagem do imobilizado e de restauração do local onde o ativo está localizado, deduzido da depreciação acumulada e perdas por redução ao valor recuperável de ativos (‘*impairment*’).

Os ativos imobilizados são depreciados pelo método linear, com base na vida útil estimada, a partir da data em que os ativos se encontram disponíveis para serem utilizados no uso pretendido e são capitalizados.

Os componentes relevantes de determinados ativos que são substituídos ao longo da vida útil econômica do ativo principal são reconhecidos de forma separada e depreciados pelo período estimado até a sua substituição. Os gastos com manutenções periódicas são reconhecidos no resultado do exercício, quando incorridos.

b) Estimativas e julgamentos críticos

A Companhia reconhece a depreciação de seus ativos imobilizados com base nas taxas anuais estabelecidas pela ANEEL, as quais são praticadas pelas empresas do setor elétrico brasileiro e representam as vidas úteis estimadas dos bens. Os investimentos iniciais nos ativos de geração cujas usinas possuem concessão do serviço público são depreciados com base nas vidas úteis definidas pela ANEEL, limitadas ao prazo da concessão das usinas, quando não passíveis de indenização conforme interpretação da Companhia dos termos e cláusulas de indenização definidos em cada contrato de concessão do serviço público. As vidas úteis dos ativos imobilizados também afetam os testes de recuperação (*impairment*) destes ativos, quando aplicáveis.

17. INTANGÍVEL

As variações do intangível, por natureza, estão demonstradas como segue:

	Consolidado					
	Goodwill [1]	Concessão	Software	Outros	Ativos em Construção	Total
Taxa de amortização a.a.	-	2,78% - 5,56%	6,20% – 20%	0% - 100%	-	
Saldo em 31 de dezembro de 2021	**671**	**12.073**	**11**	**33**	**13**	**12.801**
Adições	-	-	-	-	19	**19**
Baixas	-	(93)	-	-	(2)	**(95)**
Amortização	-	(1.840)	(6)	(5)	-	**(1.851)**
Transferências entre intangíveis	-		5	1	(6)	**-**
Transferências – Ativo financeiro [2]	-	(26)	-	-	-	**(26)**
Transferências – Ativo contratual [3]	-	1.764	4	-	-	**1.768**
Transferências – Outros ativos [4]	-	21	2	-	-	**23**
Reclassificação para Ativo não circulante mantido para a venda	-	(18)	-	(15)	-	**(33)**
Saldo em 31 de dezembro de 2022	**671**	**11.881**	**16**	**14**	**24**	**12.606**
Custo	671	31.959	134	20	24	**32.808**
Amortização acumulada	-	(18.321)	(118)	(6)	-	**(18.445)**
Obrigações especiais	-	(1.757)	-	-	-	**(1.757)**
Saldo em 31 de dezembro de 2020	**-**	**9.366**	**6**	**84**	**5**	**9.461**
Adição pela combinação de negócios (nota 15.4)	671	2.716	8	-	-	**3.395**
Adições	-	164	-	-	10	**174**
Baixas	-	(83)	(1)	(4)	-	**(88)**
Amortização	-	(1.629)	(10)	(8)	-	**(1.647)**
Transferências entre intangíveis	-	38	2	(34)	(6)	**-**
Transferências – Ativo financeiro [2]	-	(28)	-	-	-	**(28)**
Transferências – Ativo contratual [3]	-	1.519	6	-	-	**1.525**
Transferências – Outros ativos	-	10	-	(5)	4	**9**
Saldo em 31 de dezembro de 2021	**671**	**12.073**	**11**	**33**	**13**	**12.801**
Custo	671	30.764	123	41	13	**31.612**
Amortização acumulada	-	(16.715)	(112)	(8)	-	**(16.835)**
Obrigações especiais	-	(1.976)	-	-	-	**(1.976)**

(1) Maiores detalhes sobre a recuperabilidade desse saldo vide nota 15.7. (2) Referem-se ao direito contratual das distribuidoras de energia de receber caixa dos usuários pelos serviços de construção ou melhoria do sistema de distribuição de ener gia elétrica, quando da entrada em operação dos respectivos ativos. Quando da conclusão da construção da infraestrutura, tais ativos passarão a ser classificados como Ativo financeiro indenizável ou como Ativo Intangível, conforme a forma de remuneração. (3) Referem-se a direitos contratuais classificados como ativo contratual até a conclusão da obrigação de desempenho estabelecida no contrato de concessão. (4) Parcela da devolução Programa Luz Para Todos – LPT Tranche 9.

17.1 Política contábil

Os ativos intangíveis estão demonstrados pelos custos de aquisição, deduzido da amortização acumulada e perdas por redução ao valor recuperável de ativos - (*impairment*).

Os bens e instalações vinculados ao direito de uso da concessão de serviços públicos possuem taxa de amortização que representam sua vida útil-econômica, limitada ao prazo de vencimento da concessão.

18. FORNECEDORES E CONTAS A PAGAR A EMPREITEIROS E OPERAÇÕES DE DESCONTO DE TÍTULOS

	Consolidado	
	2022	2021
Energia elétrica	1.589	1.650
Encargos de uso da rede	491	1.155
Materiais e serviços	2.206	2.696
Energia livre	165	185
Total	**4.451**	**5.686**
Fornecedores e contas a pagar a empreiteiros	4.094	4.676
Operações de desconto de títulos	357	1.010
Circulante	4.287	5.538
Não circulante	164	148

A Companhia negociou com alguns fornecedores a alteração do prazo de vencimento para determinadas compras de 45 para 113 dias, em média (141 dias em 2021). Para essas operações, houve também alteração nos preços, indicando um custo financeiro médio de aproximadamente 14,84% a.a. (9,80% a.a. para 2021). Os juros incorridos no exercício de 2022 no montante de R$25 (R$20 em 2021) foram reconhecidos como despesa financeira no resultado do exercício ou como custo de construção do ativo imobilizado ou intangível, a depender da natureza da aquisição. Em 31 de dezembro de 2022, o valor presente dessas operações totalizou R$ 376 (R$ 1.034 em 31 de dezembro de 2021).

Operações de desconto de títulos:

Com o propósito de fortalecer as relações comerciais junto a alguns fornecedores, a Companhia autorizou estes fornecedores a realizar cessão de crédito junto a instituições financeiras e, para os títulos cedidos, a Companhia realizará o pagamento destes diretamente ao seu detentor, na data de vencimento e montantes que foram anteriormente acordados com seus fornecedores originais, não havendo postergação de prazo pela Companhia ou incidência de juros sobre os títulos cedidos, garantias, ou existência de cláusulas contratuais que possam requerer vencimentos antecipados. A Companhia não possui influência sobre as negociações entre o fornecedor e a instituição financeira. A cessão dos títulos não altera substancialmente as principais características das condições comerciais anteriormente estabelecidas com o fornecedor, portanto, estas operações são classificadas na demonstração do fluxo de caixa como atividade operacional ou de investimento, a depender substancialmente da natureza do produto ou serviço adquirido. Em 31 de dezembro de 2022, o valor presente dessas operações totalizou R$ 357 (R$ 1.010 em 31 de dezembro de 2021).

19. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

19.1 Dívida líquida

A Companhia avalia a dívida líquida com o objetivo de assegurar a continuidade dos seus negócios no longo prazo, sendo capaz de gerar valor aos seus acionistas, através do pagamento de dividendos e ganho de capital. A dívida líquida é composta como segue:

	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Empréstimos e financiamentos bancários	9.364	9.747	569	524
Agências de fomento	16.245	12.699	2.429	1.621
Mercado de capitais	17.894	16.177	1.603	3.228
Empréstimos e financiamentos [1]	**43.503**	**38.623**	**4.601**	**5.373**
(+) Instrumentos financeiros derivativos (nota 19.3)	283	(1.870)	508	128
(-) Caixa e equivalentes de caixa (nota 11)	(6.802)	(5.545)	(777)	(1.131)
(-) Títulos e valores mobiliários	(513)	(459)	(61)	-
Dívida líquida	**36.471**	**30.749**	**4.271**	**4.370**

(1) No balanço patrimonial a Companhia apresenta os empréstimos e financiamentos líquidos dos depósitos em garantias vinculados às dívidas. Esta apresentação melhor representa essas transações em razão da única forma de realização desses depósitos serem para amortização dessas dívidas.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 16/02/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link

https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/02/16/NEOENERGIA1567776416022023.pdf

Hash:1676504773041857c75ab541819dd786e001b9a3c4

NEOENERGIA

CNPJ nº 01.083.200/0001-18 | CVM nº 01553-9 | Companhia Aberta

19.2 Empréstimos e financiamentos

As dívidas da Companhia são compostas por recursos captados, principalmente, através de empréstimos bancários, agências de fomento e mercado de capitais (debêntures e notas promissórias), principalmente denominadas em Real brasileiro ("R$") e Dólar norte-americano ("US$"). As dívidas são inicialmente registradas pelo valor justo, que normalmente reflete o valor recebido, líquido dos custos de transação (custos diretos de emissão) e dos eventuais pagamentos. Subsequentemente, as dívidas são reconhecidas pelo: (i) custo amortizado; ou (ii) valor justo por meio do resultado.

A Companhia contratou derivativos para proteger a exposição às variações dos fluxos de caixa das dívidas denominadas em moeda estrangeira da Companhia, consequentemente mitigando substancialmente o risco de exposição cambial.

a) Saldos dos contratos por moeda e modalidade de taxa de juros

	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Denominados em R$	**32.532**	**27.920**	**2.205**	**3.792**
Indexados a taxas flutuantes	32.492	27.522	2.205	3.792
Indexados a taxas fixas	40	398	-	-
Denominados em US$	**9.670**	**9.054**	**2.434**	**1.626**
Indexados a taxas flutuantes	969	1.187	-	-
Indexados a taxas fixas	8.701	7.867	2.434	1.626
Denominados em outras moedas	**1.646**	**1.921**	-	-
Indexados a taxas fixas	1.646	1.921	-	-
	43.848	**38.895**	**4.639**	**5.418**
(-) Depósitos em garantia	(112)	(90)	-	-
(-) Custo de transação	(233)	(182)	(38)	(45)
	43.503	**38.623**	**4.601**	**5.373**
Passivo circulante	7.289	7.940	720	2.276
Passivo não circulante	36.214	30.683	3.881	3.097

Em 31 de dezembro de 2022, o custo médio percentual das dívidas são os seguintes:

	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Custo médio em % CDI [2]	90,4%	171,4%	92,5%	180,2%
Custo médio em taxa pré	11,4%	8,1%	11,6%	8,5%
Saldo da dívida	43.503	38.623	4.601	5.373
Instrumentos financeiros derivativos	283	(1.870)	508	128
Dívida total líquida de derivativos	**43.786**	**36.753**	**5.109**	**5.501**

(2) A taxa considera o saldo médio da dívida de 13 meses e o resultado da dívida acumulado e o CDI médio dos últimos 12 meses.

b) Fluxo de pagamento futuros de dívida

A Companhia busca estruturar sua dívida em consonância com o ciclo financeiro de seus negócios, observando as peculiaridades de cada empresa e as características de suas concessões e autorizações.

Os fluxos de pagamentos futuros da dívida de principal e juros são os seguintes:

	Consolidado			
	Principal [3]	Juros [3]	Instrumentos derivativos	Total
2023	6.818	3.106	740	10.664
2024	6.438	2.585	(8)	9.015
2025	5.076	2.352	(184)	7.244
2026	5.244	2.313	(180)	7.377
2027	5.423	1.683	(108)	6.998
Entre 2028 e 2032	13.798	3.672	(782)	16.688
Entre 2033 e 2037	3.761	1.339	(441)	4.659
2038 em diante	2.578	545	-	3.123
Total	**49.136**	**17.595**	**(963)**	**65.768**

	Controladora			
	Principal [3]	Juros [3]	Instrumentos derivativos	Total
2023	670	237	222	1.129
2024	192	149	171	512
2025	204	153	144	501
2026	390	155	75	620
2027	826	150	30	1.006
Entre 2028 e 2032	3.459	389	(520)	3.328
Entre 2033 e 2037	1.053	48	(441)	660
Total	**6.794**	**1.281**	**(319)**	**7.756**

(3) O fluxo estimado de pagamentos futuros, incluindo principal e juros é calculado com base nas curvas de taxas de juros (taxas Pré e Pós) e taxas de câmbio em vigor em 31 de dezembro de 2022 e considerando que todas as amortizações e pagamentos no vencimento dos empréstimos e financiamentos serão efetuados nas datas contratadas. O montante inclui valores estimados de pagamentos futuros de encargos a incorrer (ainda não provisionados) e os encargos incorridos, já reconhecidos nas demonstrações financeiras.

Em 31 de dezembro de 2022, o prazo médio do vencimento do endividamento da Companhia é de 5,29 anos (5,06 anos em dezembro de 2021).

c) Reconciliação da dívida com os fluxos de caixa e outras movimentações

	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Saldo inicial do exercício	**38.623**	**26.380**	**5.373**	**2.128**
Adição pela combinação de negócios (nota 15.4)	-	226	-	-
Efeito no fluxo caixa:				
Captações	12.923	15.718	1.473	3.296
Amortização de principal	(8.171)	(5.230)	(2.204)	(296)
Custo de captação	(94)	(77)	-	(8)
Pagamento de encargo de dívida	(2.649)	(1.250)	(330)	(144)
Aplicação (resgate) depósitos em garantia	(30)	11	-	-
Efeito não caixa:				
Encargos incorridos	3.748	2.458	406	341
Variação cambial	(770)	461	(117)	56
Marcação a valor justo	(33)	(74)	-	-
Reclassificação para Passivos diretamente associados a ativos não circulante mantidos para venda	(44)	-	-	-
Saldo final do exercício	**43.503**	**38.623**	**4.601**	**5.373**

No exercício findo em 31 de dezembro de 2022, a Companhia captou R$ 12.923, sendo: (i) R$ 4.583 através de empréstimos e financiamentos bancários em moeda estrangeira, contratando também os swaps cambiais; (ii) R$ 550 em moeda local, por meio de Super Green Loan firmado com o IFC; (iii) R$ 4.950 através de emissão de instrumento de Mercado de Capitais (debêntures e notas promissórias); e (iv) R$ 2.840 através de financiamentos com bancos de fomento nacionais, dentre eles BNDES e BNB.

d) Linhas de crédito

		Consolidado		
Tipo	**Moeda**	**Data limite de captação**	**Montante total**	**Montante utilizado**
Linhas de financiamento	R$	29/12/2024	8.199	4.359
Linhas de financiamento	€	22/12/2024	1.114	922
			9.313	**5.281**

O custo médio para manutenção dessas linhas de crédito é de 0,35% a.a (0,18% a.a em 2021) sobre o montante total.

e) Condições restritivas financeiras (*Covenants*)

Em 31 de dezembro de 2022, a Companhia possui 85% dos contratos de dívidas consolidadas com Covenants. Os principais *covenants* da Companhia obrigam a manter certos índices, como a dívida líquida sobre o EBITDA (LAJIDA – Lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização) e EBITDA sobe o resultado financeiro. A Companhia não identificou nenhum evento de não conformidade em 31 de dezembro de 2022 e 2021. Abaixo seguem os principais parâmetros e as medições estimadas em geral.

	Limites contratual inferior [1]	Medição [2] em 31.12.2022	Medição [2] em 31.12.2021
Consolidado Neoenergia:			
Dívida líquida - EBITDA	≤ 4,0	3,15	3,12
EBITDA - Resultado financeiro	≥ 2,0	3,05	4,32

(1) Cada contrato de dívida prevê clausulas especificas com a composição dos indicadores que serão medidos e o respectivo período de apuração, podendo ser trimestralmente ou anual. Os índices apresentados são referentes ao menor nível de cada indicador observado entre todos os contratos de dívidas. (2) Índices gerais alcançados pelas informações apresentadas nessa demonstração financeira. (3) A Neoenergia S.A é avalista e garantidora das dívidas de suas subsidiárias, dessa forma, alguns Covenants financeiros possuem como base de apuração os valores da Neoenergia S.A.

f) Política contábil

Os passivos financeiros são reconhecidos inicialmente pelo valor justo, líquido dos custos de transação incorridos e são subsequentemente mensurados pelo custo amortizado (exceto em determinadas circunstâncias, que incluem determinados passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado) e atualizados pelos métodos de juros efetivos. Qualquer diferença entre o valor captado (líquido dos custos da transação) e o valor de Líquidação, é reconhecida no resultado durante o período em que os instrumentos estejam em andamento, utilizando o método de taxa efetiva de juros. As taxas pagas na captação dos empréstimos e financiamentos são reconhecidas como custos da transação.

Os juros dos instrumentos financeiros passivos são capitalizados como parte do imobilizado ou intangível se esses custos forem diretamente relacionados a um ativo qualificado. A capitalização ocorre até que o ativo qualificado esteja pronto para seu uso pretendido. Os juros de empréstimos e financiamentos não capitalizados são reconhecidos no resultado no período que foram incorridos

Em 31 de dezembro de 2022 e 2021, o índice de capitalização dos juros (encargos incorridos) é de 2,48% e 5,32%, respectivamente.

19.3 Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia está exposta a uma série de riscos decorrentes de suas operações, incluindo riscos relacionados às taxas cambiais, taxas de juros e índices de preços. Como parte de sua estratégia de gestão de riscos a Companhia utiliza contratos de swaps, a termo e/ou, opções com o objetivo de proteção econômica e financeira. As considerações gerais da estratégia de gestão de risco estão expostas na nota 25.7.

19.3.1 Ativo (passivo) dos derivativos no balanço patrimonial

	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Contratados para proteção de dívidas:				
Risco de câmbio (NDF, Opções e outros derivativos)	(11)	1	(8)	(1)
Swap de moeda – US$ vs R$	(117)	1.571	(494)	(104)
Swap de moeda – Outras moedas vs R$	(189)	226	-	-
Swap de taxas de juros – R$	33	105	-	-
Contratados para proteção de outras operações:				
Risco de câmbio – Produtos e serviços	7	(19)	-	(9)
Risco de preço das próprias ações (NEOE3)	(6)	(14)	(6)	(14)
Exposição líquida	**(283)**	**1.870**	**(508)**	**(128)**
Ativo circulante	183	737	-	-
Ativo não circulante	774	1.463	-	-
Passivo circulante	(289)	(133)	(41)	(27)
Passivo não circulante	(951)	(197)	(467)	(101)

A Companhia possui instrumentos financeiros derivativos contratados para fins de proteção, conforme demonstrado abaixo:

	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Derivativos não designados para contabilidade de hedge				
Contratados para proteção de dívidas	8	2	-	-
Contratados para proteção de outras operações	7	(12)	-	-
Contratados para proteção do preço das próprias ações (NEOE3)	(6)	(14)	(6)	(14)
Derivativos designados para contabilidade de hedge - fluxo de caixa				
Contratados para proteção de dívidas	(757)	1.140	(502)	(105)
Contratados para proteção de outras operações	-	(7)	-	(9)
Derivativos designados para contabilidade de hedge - valor justo				
Contratados para proteção de dívidas	465	761	-	-
	(283)	**1.870**	**(508)**	**(128)**

19.3.2 Efeitos dos derivativos no resultado, fluxo de caixa e outros resultados abrangentes

	Consolidado					
	2022			2021		
	Proteção de dívidas	Proteção de outras operações	Total	Proteção de dívidas	Proteção de outras operações	Total
Saldo inicial	**1.903**	**(33)**	**1.870**	**2.546**	**37**	**2.583**
Ganho (perda) reconhecido no resultado	(1.826)	(33)	**(1.859)**	299	30	**329**
Ganho (perda) reconhecido no Capex	-	(29)	**(29)**	-	6	**6**
Ganho (perda) reconhecido no resultado abrangente	(613)	8	**(605)**	(294)	(52)	**(346)**
Líquidação financeira entradas (saídas)	252	88	**340**	(645)	(57)	**(702)**
Saldo final	**(284)**	**1**	**(283)**	**1.906**	**(36)**	**1.870**
Ganho (perda) reconhecido no resultado						
Custos de operação	-	4	**4**	-	36	**36**
Resultado financeiro, líquido	(1.824)	(39)	**(1.863)**	300	(4)	**296**

	Controladora					
	2022			2021		
	Proteção de dívidas	Proteção de outras operações	Total	Proteção de dívidas	Proteção de outras operações	Total
Saldo inicial	**(104)**	**(24)**	**(128)**	**(89)**	**(5)**	**(94)**
Ganho (perda) reconhecido no resultado	(319)	(20)	**(339)**	25	10	**35**
Ganho (perda) reconhecido no resultado abrangente	(260)	9	**(251)**	(57)	(18)	**(75)**
Líquidação financeira entradas (saídas)	181	29	**210**	17	(11)	**6**
Saldo final	**(502)**	**(6)**	**(508)**	**(104)**	**(24)**	**(128)**
Ganho (perda) reconhecido no resultado						
Custos de operação	-	(24)	**(24)**	-	14	**14**
Resultado financeiro, líquido	(319)	4	**(315)**	25	(4)	**21**

19.3.3 Política contábil e julgamentos críticos

a) Política contábil

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos como ativos ou passivos no balanço patrimonial e mensurados a valor justo. Mudanças no valor justo dos derivativos são registradas no resultado, exceto se forem designados como *hedge accounting* e derivativos utilizados para compra/venda de participação de acionistas não controladores. As transações de derivativos que não são qualificados como *hedge accounting* são classificados e apresentados como hedge econômico, já que a Companhia utiliza instrumentos derivativos na gestão dos seus riscos financeiros como uma forma de mitigar esses riscos.

A Companhia documenta no início da operação de *hedge accounting*, a relação entre os instrumentos de *hedge* e os itens protegidos por hedge, com o objetivo da gestão de risco e a estratégia para a realização de operações de hedge. A Companhia documenta sua avaliação, tanto no início quanto de forma contínua, de que os derivativos usados nas operações de hedge são altamente eficazes.

As variações no valor justo dos instrumentos financeiros derivativos designados como hedge de fluxo de caixa têm seu componente eficaz reconhecido no patrimônio líquido e o componente ineficaz registrado no resultado do exercício. Os valores registrados no patrimônio líquido somente são transferidos para resultado do exercício em conta apropriada (custo, despesa operacional ou despesa financeira) ou ativo imobilizado/ intangível, quando o item protegido for efetivamente realizado. Os custos do instrumento de hedge são reconhecidos dentro do patrimônio líquido.

As variações no valor justos dos instrumentos derivativos utilizados para compra/ venda de participação de acionistas não controladores são reconhecidos no patrimônio líquido como reservas de transações com o sócio.

b) Estimativas e julgamentos críticos

O valor justo de instrumentos financeiros derivativos não negociados em mercado ativo é determinado mediante o uso de técnicas de avaliação. A Companhia usa seu julgamento para determinar o método de mensuração mais aderente a cada classe de instrumentos derivativos, assim como as premissas a serem observadas. De modo geral, as premissas são baseadas nas condições de mercado existentes na data do balanço.

As premissas de avaliação dos derivativos e análise do impacto caso os resultados reais sejam diferentes da estimativa da Administração estão apresentadas nas notas 25.3 e 25.8 , respectivamente.

20. PROVISÕES, OUTRAS OBRIGAÇÕES E DEPÓSITOS JUDICIAIS

	Consolidado	
	2022	2021
Provisão para processos judiciais (nota 20.1.a)	1.638	1.543
Provisão para obrigações ambientais	118	129
Provisão para obrigações para desmantelamento de ativos	103	101
Provisões ressarcimentos	158	84
Total	**2.017**	**1.857**
Passivo circulante	378	256
Passivo não circulante	1.639	1.601

20.1 Provisões para processos judiciais, passivos contingentes e depósitos judiciais

a) Provisão para processos judiciais

A Companhia é parte envolvida em ações cíveis, trabalhistas, tributárias e outras em andamento na esfera administrativa e judicial. As provisões para as perdas decorrentes dessas ações são estimadas e atualizadas pela Companhia, amparadas pela opinião de consultores legais.

Os processos judiciais provisionados estão apresentados a seguir:

	Consolidado				
	Provisões cíveis	Provisões trabalhistas	Provisões fiscais	Provisões regulatórias	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2021	**829**	**475**	**135**	**104**	**1.543**
Adições e reversões, líquido	150	39	(5)	(27)	157
Pagamentos	(176)	(84)	(5)	-	(265)
Atualização monetárias	145	60	-	2	207
Reclassificação para passivos diretamente associados a ativos não circulante mantidos para venda	(4)	-	-	-	(4)
Saldo em 31 de dezembro de 2022	**944**	**490**	**125**	**79**	**1.638**
Saldo em 31 de dezembro de 2020	**623**	**405**	**149**	**12**	**1.189**
Adição pela combinação de negócios (nota 15.4)	23	58	31	87	199
Adições e reversões, líquido	150	11	1	(3)	159
Pagamentos	(150)	(57)	(43)	2	(248)
Atualização monetárias	183	58	(3)	6	244
Saldo em 31 de dezembro de 2021	**829**	**475**	**135**	**104**	**1.543**

Dentre os processos relevantes cujo risco de perda é considerado provável destacamos:

(1) Processos cíveis: Do total reconhecido, destaca-se:

• Ações cíveis onde são requeridas indenizações por danos moral e materiais entre outros, decorrentes de incidentes ocorridos durante o curso normal dos negócios, no montante de R$ 400 (R$ 362 em 31 de dezembro de 2021).

• A Companhia é parte envolvida em ações cíveis na esfera administrativa e judicial, relacionadas a processos de indenização fundiária, decorrentes de divergências entre o valor de avaliação da Companhia e o pleiteado pelo proprietário do imóvel. As provisões para as perdas decorrentes dessas ações são estimadas e atualizadas pela Companhia, amparadas pela opinião de consultores legais, no montante de R$ 201 (R$ 163 em 31 de dezembro de 2021).

(2) Processos trabalhistas: Do total reconhecido, destaca-se:

• Ação coletiva ajuizada pelo Sindicato dos Eletricitários do Rio Grande do Norte que discute as regras para promoções por merecimento e antiguidade previstas em Plano de Cargos, Carreiras e Salário, com todas as consequências legais. A ação está em fase de execução e o valor provisionado no montante de R$ 92 (R$ 85 em 31 de dezembro de 2021), corresponde a estimativa provável de recursos para Líquidar a discussão.

• Ações movidas por ex-empregados contra a Companhia cujos principais temas envolvem diferenças salarias/verbas rescisórias, incidência de adicionais de periculosidade e insalubridade, pedidos de equiparação salarial, entre outros, com montante provisionado de R$ 228 (R$ 209 em 31 de dezembro de 2021);

• Ações movidas por ex-empregados de empresas terceirizadas ou empreiteiras, com pedidos de responsabilização subsidiária e/ou solidária, para fins de cobranças de parcelas indenizatórias e outras, cujo montante estimado é de R$ 96 (R$ 104 em 31 de dezembro de 2021).

b) Passivos contingentes

Os passivos contingentes correspondem a processos judiciais não provisionados, uma vez que constituem obrigações presentes cuja saída de recursos não é provável ou para os quais não seja possível fazer uma estimativa suficientemente confiável do valor da obrigação, baseado nos pareceres jurídicos. Os passivos contingentes são apresentados a seguir:

	Consolidado	
	2022	2021
Processos cíveis [1]	2.763	2.668
Processos trabalhistas [2]	816	800
Processos fiscais [3]	4.043	3.457
Processos regulatórios [4]	311	353
Total	**7.933**	**7.278**

Os processos relevantes cuja probabilidade de perda é considerada possível são conforme segue:

(1) Processos cíveis: Referem-se a ações de natureza comercial e indenizatória, movidas por pessoas físicas e pessoas jurídicas, envolvendo repetição de indébito, danos materiais, danos morais, entre outros, cujos destaques passamos a tratar a seguir:

• Ação proposta pelo Ministério Público Federal em 2017 questionando a cobrança de seguro residencial pela Companhia e oferecido aos seus consumidores juntamente com a fatura de energia elétrica. Em 2020 o juízo de 1ª instância entendeu pela ilegitimidade da ANEEL e da União para integrar a lide e declarou, a incompetência absoluta da Justiça Federal para julgar o feito. Desse modo, determinou a remessa dos autos para a Justiça Estadual para processamento da ação. A Companhia interpôs embargos declaratórios de tal decisão visando obter também a declaração da ilegitimidade ativa do MPF para o ajuizamento da ação (único autor da demanda), o que ensejaria a extinção do feito. Em 28.11.2022, foi publicada sentença que julgou extinto o processo, estando pendente de eventual recurso da parte contrária. Por conta disso, os assessores jurídicos que patrocinam a causa passaram a considerá-la como de probabilidade de perda remota. O montante estimado da demanda em 31 de dezembro de 2021 foi de R$220.

• Discussões judiciais que questionam atos normativos regulatórios da ANEEL (Resolução Normativa nº 387/2009 e Despacho SFF/ANEEL 2571/2010), que tratam da metodologia de cálculo dos saldos de energia livre entre geradores e distribuidoras de energia. Valores estimados de R$ 77 (R$ 164 em 31 de dezembro de 2021).

• Ação indenizatória movida pela Jaguaripe Agro Industrial S/A, contra Neoenergia Coelba em razão de corte de energia elétrica nas suas instalações sem aviso prévio, no montante estimado de R$ 71 (R$ 63 em 31 de dezembro de 2021).

• Ações Indenizatórias movidas por terceiros em razão de acidentes com a rede elétrica (Eletroplessão), na Neoenergia Pernambuco. Não observância da população/consumidor das normas e distâncias de segurança, bem como rompimento de fios, por fenômenos naturais ou falhas técnicas, com o valor estimado de R$ 106 (R$ 85 em 31 de dezembro de 2021).

• Ações que discutem a legitimidade das cobranças pelas instalações de infraestruturas de distribuição de energia elétrica em faixas de domínio das rodovias. Como o tema ainda não está pacificado nos Tribunais, os assessores jurídicos da Companhia mantêm o prognóstico de perda como possível. O montante estimado perfaz o total de R$ 483 (R$ 469 em 31 de dezembro de 2021).

• Ações de natureza comercial e indenizatória, movidas por pessoas físicas e jurídicas, envolvendo repetição de indébito, danos materiais e/ ou danos morais, entre outros com o valor estimado de R$ 343 (R$ 328 em 31 de dezembro e 2021).

Os valores foram atualizados monetariamente pela variação do INPC, acrescido de juros de 1% a.m.

(2) Processos trabalhistas: Referem-se a ações movidas por empregados e ex-empregados contra as controladas, envolvendo a cobrança de horas-extras, adicional de periculosidade, equiparação / reenquadramento salarial, discussão sobre plano de cargos e salários e outras, e, ações movidas por ex-empregados de empreiteiros (responsabilidade subsidiária e/ou solidária) envolvendo cobrança de parcelas indenizatórias e outras. Os valores foram atualizados pela variação do IPCA na fase pré processual e SELIC após ajuizamento das ações trabalhistas.

• Ações movidas por empregados e ex-empregados contra a Companhia, envolvendo a cobrança de horas-extras, adicional de periculosidade, equiparação/reenquadramento salarial, discussão sobre plano de cargos e salários e outras, cujo valor estimado é de R$ 772 (R$ 732 em 31 de dezembro de 2021).

(3) Processos fiscais: Referem-se às ações tributárias e impugnações de cobranças, intimações e autos de infração fiscal referente a diversos tributos, tais como ICMS, ISS, CPMF, IPTU, PIS/COFINS, entre outros, cujos destaques passamos a tratar a seguir

• Autos de infração relativos a Crédito de ICMS cuja escrituração no "Controle de Crédito do ICMS do Ativo Permanente" (CIAP) se deu supostamente em desacordo com regras revistas na legislação tributária, estimados em R$ 516 (R$ 411 em 31 de dezembro de 2021);

• Autos de infração relativos a Crédito de ICMS sobre bens destinados ao ativo imobilizado da Companhia e sobre combustíveis utilizados na frota operacional, estimados em R$ 286 (R$ 287 em 31 de dezembro de 2021);

• Autos de infração relativos a estornos de débitos de ICMS (Convênio 30) relativos à refaturamento de contas de energia elétrica, estimados em R$ 183 (R$179 em 31 de dezembro de 2021);

• Autos de infração por suposta utilização do ICMS nas aquisições de ativo fixo, de fornecedores microempresa, créditos em duplicidade e nas aquisições de compras com entrega futura, estimados em R$ 501 (R$ 480 em 31 de dezembro de 2021);

• Autos de infração relativos a contribuições sociais (INSS) sobre valores pagos a título de PLR, previdência privada, assistência médica, Programa de Alimentação do Trabalhador - PAT bem como valores pagos a título de cessão de mão-de-obra, estimados em R$ 105 (R$ 90 em 31 de dezembro de 2021).

• Notificação Fiscal de Lançamento lavrada pelo Município de Salvador, com a finalidade de promover cobrança de COSIP (Contribuição para o Custeio do Serviço de Iluminação Pública) relativamente ao período de 01/2018 a 12/2019, em decorrência de supostas diferenças de cobranças a menor da contribuição, no montante estimado de R$ 72 (R$ 68 em 31 de dezembro de 2021).

• Ações tributárias e impugnações de cobranças, intimações e autos de infração fiscal referente a diversos tributos, tais como ICMS, PIS/ COFINS, CIDE, entre outros, no montante de R$ 545 (R$ 416 em 31 de dezembro de 2021).

• Auto de Infração de natureza fiscal em que se discute a incidência de IRRF no montante de R$ 384 (R$ 363 em 31 de dezembro de 2021) na operação de incorporação da Elektro Holding realizada pela Neoenergia em agosto de 2017.

• Ação Anulatória visando o cancelamento do lançamento fiscal formalizado no Processo Administrativo n.º 10580.729581/2011-04 para a cobrança de multa isolada e juros por conta da não retenção de imposto de renda quando da distribuição de juros sobre capital próprio, relativamente aos períodos-base de 2006 a 2010. Valores estimados em R$ 113 (R$ 104 em 31 de dezembro de 2021).

Os valores foram atualizados monetariamente pela variação da taxa SELIC.

(4) Processos regulatórios: As ações regulatórias das distribuidoras do Grupo, dentre as quais os objetos são relacionados aos procedimentos para o cálculo dos indicadores de continuidade técnica do serviço, individual e coletivo, questões comerciais, a realização das compensações financeiras correspondentes e da recuperação dos indicadores globais, questões relacionadas à arrecadação ou legalidade de elementos ou rubricas tarifárias e questões relativas à legalidade das ações administrativas impetradas pela ANEEL.

c) Depósitos judiciais

Os depósitos judiciais são apresentados de acordo com a natureza das correspondentes causas e estão correlacionados a processos provisionados ou não provisionados

	Consolidado	
	2022	2021
Processos cíveis	571	444
Processos trabalhistas	341	359
Processos fiscais	292	254
Outros processos	40	30
Total	**1.244**	**1.087**

Os depósitos judiciais foram atualizados monetariamente pela taxa SELIC, para os processos fiscais, e taxa TR mais 70% da taxa SELIC, para os demais processos.

d) Política contábil e julgamentos críticos

(i) Política contábil

As provisões são reconhecidas quando: (i) a Companhia tem uma obrigação presente como resultado de evento passado; (ii) é provável que uma saída de recursos que incorporam benefícios econômicos será necessária para Líquidar a obrigação, e (iii) o valor da obrigação possa ser estimado de forma confiável.

O valor relacionado à parcela principal da provisão é reconhecido no resultado operacional ou imobilizado/ intangível em função da correlação direta das operações da Companhia e os encargos financeiros são reconhecidos no resultado financeiro.

Os ativos e passivos contingentes não são reconhecidos. Passivos contingentes são objeto de divulgação em notas explicativas quando a probabilidade de saída de recursos for possível, inclusive aqueles cujos valores não possam ser estimados. Já os ativos contingentes são objeto de divulgação em notas explicativas quando a entrada de benefícios econômicos for tida como provável.

(ii) Estimativas e julgamentos críticos

Os processos judiciais são contingentes por natureza, ou seja, serão resolvidos quando um ou mais eventos futuros ocorrerem ou deixarem de ocorrer. A ocorrência ou não de tais eventos não depende da atuação da Companhia e incertezas no ambiente legal envolve o exercício de estimativas e julgamentos significativos da Administração quanto aos potenciais resultados dos eventos futuros.

21. OUTROS PASSIVOS

	Consolidado	
	2022	2021
Caução em garantia [1]	799	663
Devoluções a consumidores [2]	256	562
Contribuição para custeio do serviço de iluminação pública - COSIP	131	112
Uso do Bem Público - UBP	64	78
Outros	255	238
Total	**1.505**	**1.653**
Passivo circulante	1.236	1.349
Passivo não circulante	269	304

(1) Garantia constituída para assegurar o cumprimento dos contratos, acrescidas de correção monetária com base nos índices previstos contratualmente (IPCA ou CDI), para fazer face tanto às suas cláusulas operacionais, quanto à obrigatoriedade do pagamento dos encargos dos empregados das empresas fornecedoras de serviços.

(2) Variação impactada pela devolução de Bônus Incentivo Redução Consumo de Energia Elétrica no montante de R$ 332.

22. BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

Como parte de sua estratégia de remuneração a Companhia concede a seus empregados benefícios de curto e longo prazo, além dos salários, férias e outros benefícios legais, bem como os respectivos encargos trabalhistas incidentes sobre estes benefícios.

Os benefícios de curto e longo prazo – pós emprego compreendem: (i) plano de previdência complementar ("Plano de pensão – Benefício definido"); (ii) plano de previdência complementar ('Plano de pensão – Contribuição definida') e (iii) Plano de saúde pós emprego.

Demonstramos a seguir os valores reconhecidos no balanço patrimonial:

	Consolidado	
	2022	2021
Obrigações trabalhistas e PLR	599	550
Benefícios de curto prazo – Pós emprego (nota 22.1)	202	109
Benefícios de longo prazo – Pós emprego (nota 22.1)	685	749
Contribuição Definida - CEBPREV	40	38
Total	**1.526**	**1.446**
Ativo não circulante [1]	(24)	(4)
Passivo circulante	806	661
Passivo não circulante	744	789

(1) A apresentação do saldo de benefícios pós-emprego encontra-se alocada na rubrica de Outros Ativos não Circulantes.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 16/02/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link

https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/02/16/NEOENERGIA1567776416022023.pdf

Hash:1676504773041857c75ab541819dd786e001b9a3c4

22.1 Benefícios de curto e longo prazo - Pós Emprego

A Companhia contribui, como patrocinadora, para planos de aposentadoria que fornecem aos seus colaboradores benefícios em eventos de aposentadoria, morte e invalidez. A Companhia possui planos no formato de benefício definido e contribuição definida. Os planos de benefício definido foram fechados para novas adesões, em razão de expor a Companhia ao risco de desequilibro atuarial em caso de situação deficitária do plano, de forma que a Companhia teria que efetuar desembolsos extraordinários a fim de assegurar a concessão dos benefícios aos colaboradores e ex-colaboradores participantes dos planos (ativos e assistidos). Atualmente há apenas um plano de benefício definido aberto para novas adesões.

Já para os planos de contribuição definida a Companhia não incorre no risco de desequilíbrio atuarial, dado que o valor é permanentemente ajustado de acordo com os recursos mantidos em favor do participante (modelo de poupança individual). Atualmente há apenas um plano de contribuição definida aberto para novas adesões.

A gestão do plano de benefício é realizada por gestores externos a administração da Companhia ("Curadores"). Os curadores dos planos são responsáveis pela governança e possuem a obrigação legal de agir exclusivamente no melhor interesse dos beneficiários do plano. Os curadores têm as seguintes funções: (i) administração dos planos e pagamento aos beneficiários dos ativos do plano, quando exigido de acordo com as regras do plano; (ii) gestão e investimento dos ativos do plano; e (iii) conformidade com outros regulamentos, quando aplicável. Os Curadores dos planos da Companhia são entidades fechadas de previdência complementar ou seguridade social, sem fins lucrativos e com autonomia administrativa e financeira.

Abaixo segue a relação dos Curadores e outras informações dos planos:

	Consolidado			
	Posição em 31/12/2022			
	Quantidade de beneficiários ativos	Quantidade de beneficiários assistidos	Situação	Condição financeira
Planos de benefício definido				
Néos - Plano BD PE	43	3.282	Fechado	Deficitário
Néos - Plano BD BA	1	860	Fechado	Superavitário
Néos - Plano BD RN	-	275	Fechado	Superavitário
FACEB – Plano Saldado	9	503	Fechado	Deficitário
FACEB – Plano BD	9	225	Fechado	Deficitário
Vivest - PSAP/Elektro	2.891	2.175	Aberto	Deficitário
	2.953	**7.320**		
Planos de contribuição definida				
Néos - Plano CD BA	2.242	1.638	Fechado	N/A
Néos - Plano CD RN	55	44	Fechado	N/A
Néos - Plano CD PE	620	116	Fechado	N/A
Néos - Plano CD Néos	7.416	596	Aberto	N/A
FACEB - CEBPREV	588	1.083	Aberto	N/A
	10.921	**3.477**		
Total	**13.874**	**10.797**		

Para o plano de Saúde Pós-Emprego, a Companhia mantém um seguro coletivo empresarial para cobertura de despesas de assistência médico-hospitalar e de assistência odontológica para os empregados ativos, aposentados, pensionistas e seus dependentes legais. Por serem planos de assistência médica não capitalizados, têm natureza deficitária. Este plano não permite a adesão de novos participantes. Em 31 de dezembro de 2022, o plano possui 6.702 beneficiários (829 beneficiários ativos, 2.899 beneficiários assistidos titulares e 2.974 beneficiários assistidos dependentes).

a) Movimentação dos ativos e passivos dos planos

(i) Benefício definido e saúde pós emprego

	Consolidado				
	Benefício definido				Saúde
	Obrigações atuariais	Valor justo dos ativos	Efeito do teto	Ativo (passivos) líquido	Ativo (passivos) líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2021	**(3.765)**	**3.784**	**(180)**	**(161)**	**(680)**
Custo do serviço	(6)	-	-	(6)	4
Efeitos dos juros	(320)	309	(13)	(24)	(54)
Contribuições pagas pelos participantes	(5)	5	-	-	-
Contribuições pagas pelo patrocinador	-	54	-	54	49
Benefícios pagos pelo plano	337	(337)	-	-	-
Redimensionamento	33	(49)	(5)	(21)	(48)
Saldo em 31 de dezembro de 2022	**(3.726)**	**3.766**	**(198)**	**(158)**	**(729)**
Saldo em 31 de dezembro de 2020	**(3.506)**	**3.489**	**(252)**	**(269)**	**(820)**
Combinação de negócios	(458)	493	(35)	-	-
Custo do serviço	(7)	-	-	(7)	17
Efeitos dos juros	(273)	274	(17)	(16)	(58)
Contribuições pagas pelos participantes	(5)	5	-	-	-
Contribuições pagas pelo patrocinador	-	52	-	52	57
Benefícios pagos pelo plano	308	(308)	-	-	-
Redimensionamento	176	(220)	124	80	124
Saldo em 31 de dezembro de 2021	**(3.765)**	**3.784**	**(180)**	**(161)**	**(680)**
Planos superavitários	(737)	920	(191)	(8)	-
Planos deficitários	(2.989)	2.846	(7)	(150)	(729)

(1) Em 2022, a Companhia apurou um ganho atuarial pelo efeito das mudanças das premissas financeiras no valor de R$ 302 e R$ 40, ocasionada substancialmente pela alteração da taxa de juros no Plano de Benefício Definido e de Saúde, respectivamente.

b) Valores reconhecidos no resultado do exercício

	Consolidado					
	2022			2021		
	Benefício definido	Saúde pós emprego	Total	Benefício definido	Saúde pós emprego	Total
Custo do serviço	(3)	(1)	**(4)**	(4)	(1)	**(5)**
Efeitos de reduções/ Líquidações	-	5	**5**	-	18	**18**
Despesa com juros de obrigações	(306)	(54)	**(360)**	(242)	(59)	**(301)**
Receita com juros de ativos	285	-	**285**	225	-	**225**
Total	**(24)**	**(50)**	**(74)**	**(21)**	**(42)**	**(63)**
Alocação dos custos do serviço:						
Resultado do exercício	(3)	4	**(1)**	(4)	17	**(13)**

c) Valores reconhecidos nos outros resultados abrangentes

	Consolidado					
	2022			2021		
	Benefício definido	Saúde pós emprego	Total	Benefício definido	Saúde pós emprego	Total
Saldo no início do exercício	**24**	**(184)**	**(160)**	**(70)**	**(266)**	**(336)**
Redimensionamento:						
Mudanças nas premissas	33	(48)	**(15)**	208	124	**332**
Efeito do teto de ativos/passivo oneroso	(5)	-	**(5)**	98	-	**98**
Retorno sobre ativos do plano (exclui receita de juros)	(49)	-	**(49)**	(200)	-	**(200)**
Outros efeitos	31	-	**31**	9	-	**9**
Efeito bruto	**10**	**(48)**	**(38)**	**115**	**124**	**239**
Tributos sobre o lucro	(4)	16	**12**	(21)	(42)	**(63)**
Efeito líquido em outros resultados abrangente	**6**	**(32)**	**(26)**	**94**	**82**	**176**
Saldo no final do exercício	**30**	**(216)**	**(186)**	**24**	**(184)**	**(160)**

d) Valores reconhecidos no balanço patrimonial

	Consolidado			
	2022		2021	
	Benefício definido	Saúde pós emprego	Benefício definido	Saúde pós emprego
Valor presente das obrigações atuariais	(3.727)	(729)	(3.766)	(680)
Valor justo dos ativos	3.768	-	3.785	-
Efeito do teto de ativos/passivos oneroso	(199)	-	(189)	-
Total passivo (ativo) líquido	**(158)**	**(729)**	**(170)**	**(680)**
Ativo não circulante	24	-	4	-
Passivo circulante	(81)	(120)	(51)	(55)
Passivo não circulante	(101)	(609)	(123)	(625)

Em 31 de dezembro de 2022 e 2021, o passivo atuarial da Companhia incluía um contrato de obrigação financeira para reequilíbrio atuarial do plano de benefício definido Néos – Plano PE, nos montantes de R$ 23 e R$ 44, respectivamente. Este contrato gera uma obrigação extraordinária para a Companhia, atualizado pelo INPC + 6% a.a., com vencimento dezembro de 2023.

Em 31 de dezembro de 2022 e 2021, o passivo atuarial da Companhia incluía um contrato de obrigação financeira para reequilíbrio atuarial dos planos Faceb BD, Faceb Saldado e Faceb Cebprev. Este contrato gera uma obrigação extraordinária para a Companhia, atualizado pelo INPC + 5% a.a., com amortização mensal.

e) Outras informações dos planos de benefício definido e saúde pós-emprego

(i) Ativos dos planos por categoria

	Consolidado					
	2022			2021		
	Preços cotados em mercado ativo	Preços não cotados em mercado ativo	Valor justo total	Preços cotados em mercado ativo	Preços não cotados em mercado ativo	Valor justo total
Aplicação direta:						
Título de dívida - Corporativo	-	-	-	-	5	5
Título de dívida - Governos	-	318	318	-	284	284
Investimentos imobiliários	-	83	83	-	105	105
Outros	-	81	81	-	152	152
Aplicação através de fundos:						
Fundo de investimento – Ações/ Quotas	401	-	401	475	-	475
Fundo de investimento – Multimercado	1.358	-	1.358	1.243	-	1.243
Fundo de investimento – Renda fixa	1.501	-	1.501	1.521	-	1.521
Fundo de investimento – Imobiliário	24	-	24	-	-	-
Total	**3.283**	**482**	**3.766**	**3.239**	**546**	**3.784**

(ii) Expectativa de pagamento futuros

As expectativas de pagamentos de benefícios que refletem serviços futuros pelo plano são as seguintes:

	Consolidado	
	Benefício definido	Saúde pós emprego
2023	322	61
2024	319	61
2025	317	61
2026	313	60
2027	308	60
2028 a 2032	1.466	284
Total	**3.045**	**587**

Para fins de capitalização dos planos de benefícios definidos, a Companhia espera desembolsar R$ 55 no exercício de 2023.

(iii) Análise de sensibilidade e hipóteses atuariais/ econômicas

Para a análise de sensibilidade, a Companhia considera o efeito de alteração na taxa nominal de desconto no valor presente da obrigação atuarial da Companhia, conforme apresentado abaixo:

2022	Néos - Plano BD BA	Saúde pós emprego	Néos – Plano BD PE	Vivest - PSAP / Elektro	Néos - Plano BD RN	FACEB- Plano BD	FACEB – Plano Saldado
Taxa nominal de desconto - Redução de 0,5%							
Valor presente da obrigação atuarial	352	761	1.071	1.930	76	135	339
Impacto % no valor presente da obrigação atuarial	3,93%	4,38%	4,08%	5,24%	3,40%	5,00%	4,47%
Impacto no *duration* da obrigação atuarial	8,35	10,20	8,65	13,03	7,24	10,56	9,60
Taxa nominal de desconto - Aumento de 0,5%							
Valor presente da obrigação atuarial	326	700	990	1.746	71	122	311
Impacto % no valor presente da obrigação atuarial	(3,67%)	(4,04%)	(3,79%)	(4,79%)	(3,19%)	(4,59%)	(4,14%)
Impacto no *duration* da obrigação atuarial	7,90	9,51	8,16	12,01	6,87	9,89	8,91

2021	Néos - Plano BD BA	Saúde pós emprego	Néos – Plano BD PE	Vivest - PSAP / Elektro	Néos - Plano BD RN	FACEB- Plano BD	FACEB – Plano Saldado
Taxa nominal de desconto - Redução de 0,5%							
Valor presente da obrigação atuarial	388	713	1.031	1.926	84	149	375
Impacto % no valor presente da obrigação atuarial	4,40%	N/A	4,51%	5,35%	3,67%	5,69%	5,12%
Impacto no *duration* da obrigação atuarial	9,21	10,46	9,45	14,58	7,72	11,88	10,72
Taxa nominal de desconto - Aumento de 0,5%							
Valor presente da obrigação atuarial	356	650	946	1.731	78	133	340
Impacto % no valor presente da obrigação atuarial	N/A	(4,37%)	(4,17%)	(5,30%)	(3,43%)	(5,18%)	(4,69%)
Impacto no *duration* da obrigação atuarial	8,67	9,77	8,88	13,28	7,32	11,08	10,02

As hipóteses atuariais e econômicas adotadas foram formuladas considerando-se o longo prazo previsto para sua maturação, devendo, por isso, ser analisadas sob essa ótica. No curto prazo elas podem não ser necessariamente realizadas. Nas avaliações foram adotadas as seguintes hipóteses econômicas:

2022	Néos - Plano BD BA	Saúde pós emprego	Néos – Plano BD PE	Vivest - PSAP / Elektro	Néos - Plano BD RN	FACEB- Plano BD	FACEB – Plano Saldado
Taxa média nominal de desconto	9,60%	9,60%	9,60%	9,60%	9,60%	9,60%	9,60%
Taxa média nominal de crescimento do custo salarial	N/A	N/A	4,28%	5,07%	0,00%	3,25%	3,25%
Taxa real de inflação dos custos médicos	N/A	3,25%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Taxa média de inflação estimada no longo prazo	3,25%	3,25%	3,25%	3,25%	3,25%	3,25%	3,25%
Duration (em anos)	8,19	9,79	8,47	12,66	7,10	10,30	9,27

2021	Néos - Plano BD BA	Saúde pós emprego	Néos – Plano BD PE	Vivest - PSAP / Elektro	Néos - Plano BD RN	FACEB- Plano BD	FACEB – Plano Saldado
Taxa média nominal de desconto	8,17%	8,54%	8,18%	8,94%	8,16%	8,42%	8,26%
Taxa média nominal de crescimento do custo salarial	N/A	N/A	4,03%	5,58%	0,00%	3,00%	N/A
Taxa real de inflação dos custos médicos	N/A	3,00%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Taxa média de inflação estimada no longo prazo	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Duration (em anos)	8,94	10,11	9,16	13,91	7,52	11,47	10,36

As principais premissas atuariais adotadas no cálculo, por plano de benefício definido, estão apresentadas como segue:

2022	Néos – Plano BD BA	Néos – Plano BD RN	Néos – Plano BD PE	Vivest - PSAP/ Elektro	FACEB – Plano Saldado	FACEB - Plano BD	Néos – Plano BD BA	Néos – Plano BD RN	Néos – Plano BD PE	Vivest - PSAP/ Elektro	FACEB – Plano Saldado	FACEB - Plano BD
Tábua de mortalidade	SUSEP BR - EMSsb v2015 suavizada em 15%	AT-2000 M&F	AT-2000 M&F suavizada em 10%	AT-2000 masculina, suavizada em 10%	AT-2000 M&F Suavizada em 10%	AT-2000 M&F, suavizada em 10%	SUSEP BR - EMSsb v2015 (M) suavizada em 15%	AT2000 (M&F)	AT-2000 M&F suavizada em 10%	AT-2000 masculina, suavizada em 10%	BR-EMSsb-v.2015 M&F	BR-EMS-sb-v.2015 M&F
Tábua de entrada em invalidez	N/A	N/A	Light Média	Mercer Disability segregada por sexo, suavizada em 50%	N/A	TASA 1927	N/A	N/A	*Light* média	*Light* Fraca suavizada 30%	TASA 1927	N/A
Tábua de mortalidade de inválidos	BR EMS sb v2010 (masc)	AT-1983 ponderada (40% masculina e 60% feminina), suavizada em 10%	AT-1983 masculina	AT-1949 Masculina, agravada em 10%	MI85 M&F	MI85 M&F	BR EMS sb v2010 (M)	AT1983 ponderada (40% M e 60% F), suavizada em 10%	AT1983 (M)	AT-49 -Masculina suavizada em 10%	RP2000--DISABLED	RP2000--DISA-BLED
Composição familiar	Ativos: 95% de casados com esposa 4 anos mais jovem. Assistidos: Família Real.	Ativos: N/A Assistidos: Família Real	Ativos: 80% de casados com esposa 4 anos mais jovem. Assistidos: Família Real	Exp-CF_2014	Ativos e Benefício Proporcional Diferido: 95% de casados com esposa 4 anos mais jovem. Assistidos: Família Real	Ativos e BPD: 95% de casados com esposa 4 anos mais jovem. Assistidos: Família Real	Ativos: 95% de casados com esposa 4 anos mais jovem. Assistidos: Família Real	N/A	Ativos: 80% de casados com esposa 4 anos mais jovem. Assistidos: Família Real	Exp-CF_2014	Ativos: 95% de casados com esposa 4 anos mais jovem. Assistidos e BPD: Familia Real	Ativos: 95% de casados com esposa 4 anos mais jovem. Assistidos e Benefício Proporcional Diferido: Familia Real

Para o plano de saúde pós emprego a Companhia utilizou as seguintes tabuas biométricas: (i) Mortalidade – AT2000 Basic, e (ii) entrada em invalidez – *Light* média e (iii) Mortalidade de inválidos – AT-1983 (M).

(iv) Principais riscos relacionados aos planos de benefícios definidos

Risco geral – O retorno dos ativos do fundo não ser suficiente para cobrir o aumento no passivo e nos pagamentos de benefícios ao longo dos anos, a Companhia será requerida a financiar o déficit com contribuições extraordinárias, a menos que o fundo tenha patrimônio suficiente.

Mudanças na taxa de desconto – A taxa de juros que é usada para calcular a obrigação de benefício definido (de acordo com o IFRS) depende do valor dos rendimentos dos títulos governamentais (ou títulos corporativos da Companhia) na data de relatório. Uma diminuição nos rendimentos aumenta a obrigação de benefício que é, em parte, mitigada pelo ajuste a mercado que aumenta o valor dos investimentos em renda fixa.

Investimentos e volatilidade – O conselho de Curadores aceita anualmente um Plano de Investimento, que se baseia em uma análise externa dos ativos e passivos do plano ('ALM'). Os ativos estão alocados em ações e fundos de investimentos, instrumentos de renda fixa e imóveis. Os investimentos são diversificados em diferentes classes de ativos e para diferentes gestores de ativos tendo em conta a política de alocação de investimentos dos planos e os limites autorizados pela autoridade brasileira de supervisão de fundos de previdência complementar ('Previc').

Hipóteses atuariais e econômicas – Os cálculos atuariais envolvem projeções futuras acerca de alguns parâmetros, tais como: salários, taxa de juros, inflação, mortalidade e invalidez. O resultado real diferente dessas premissas levará à um aumento/redução no valor presente das obrigações do plano.

f) Política contábil e julgamentos críticos

(i) Política contábil

Os planos de benefícios de longo prazo – pós emprego (previdência) são financiados por meio de contribuições de participantes e patrocinadora aos fundos de pensão, conforme determinado por cálculos atuariais periódicos. A Companhia possui planos de benefício definido e de contribuição definida.

Nos planos de benefício definido, os custos do plano são avaliados usando o método de crédito unitário projetado. Os custos de prover os benefícios são reconhecidos na demonstração do resultado para distribuir o custo do serviço ao longo da vida útil dos colaboradores. Os juros líquidos são apresentados na demonstração do resultado, na linha de despesas financeiras.

A obrigação de benefício definido é calculada anualmente na data do balanço e é medida como o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados usando taxas de juros pela referência de mercado dos títulos do governo brasileiro que possuem prazo de vencimento próximos aos prazos dos desembolsos do plano.

Os ativos dos planos de pensão são avaliados a valor de mercado. O passivo reconhecido no balanço patrimonial é a obrigação de benefício definido na data de fechamento menos o valor justo dos ativos do plano. As contribuições pagas antecipadamente são reconhecidas como um ativo na extensão em que um reembolso em dinheiro ou uma redução nos pagamentos futuros de contribuição esteja disponível. Quando os benefícios de um plano são alterados ou quando um plano é reduzido, a alteração resultante no benefício que se relaciona com o serviço passado ou o ganho ou perda relacionado com um corte é imediatamente reconhecida nos resultados. Os ganhos ou perdas nas Liquidações de planos de benefícios definidos são reconhecidos quando a Liquidação ocorre. Os impactos gerados por mudanças nas premissas atuárias são reconhecidos no patrimônio líquido, dentro de "Outros resultados abrangentes". Estes efeitos serão reclassificados para o lucro acumulado ou reservas de lucros, quando da extinção ou Liquidação do benefício do plano que lhe deram origem.

O plano de saúde pós-emprego possui a mesma sistemática de mensuração e reconhecimento dos planos de benefícios definidos, exceto pela diferença de premissas econômicas e atuariais utilizadas.

As contribuições para planos de contribuição definida são reconhecidas no resultado do exercício a que as contribuições se referem.

(ii) Estimativas e julgamentos críticos

O valor presente das obrigações de pensão é baseado em cálculos atuariais que usam várias premissas. Quaisquer mudanças nessas premissas impactarão o valor das obrigações de pensão. 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 de pensão.

A Companhia, em conjunto com os atuários externos e internos, revisa no final de cada exercício, as premissas que serão utilizadas para o exercício seguinte.

22.2 Benefícios de longo prazo - Remuneração baseada em ações (Plano de ações)

Em 20 de abril de 2020, na Assembleia Geral Extraordinária, foi aprovado o programa de incentivos de longo prazo – Ciclos de 2020/2022 ('Plano de ações') para os executivos e empregados que estão em posição gerencial. As diretrizes do programa estabelecem o limite máximo de: (i) 125 beneficiários, e (ii) concessão de 3.650.000 ações ordinárias.

O plano de remuneração baseados em ações ('Plano de ações'), com entrega física das próprias ações da Companhia (NEOE3), visa estimular e promover o alinhamento dos objetivos da Companhia, dos executivos e dos empregados, e mitigar os riscos na geração de valor da Companhia pela perda de seus executivos, fortalecendo o comprometimento e a produtividade desses nos resultados de longo prazo.

O Plano de ações possui o período de avaliação estipulado entre 2020 até 2022, enquanto a entrega das ações para os beneficiários será realizada anualmente entre os, exercícios de 2023 a 2025, na condição de que o beneficiário tenha mantido seu vínculo empregatício durante esse período. A outorga do plano para os 113 beneficiários eleitos ocorreu em 01 de dezembro de 2020, com o preço ajustado de R$16,09 por ação. Em dezembro 2022 a Companhia possui 119 (125 em 2021) beneficiários com 3.333.358 (3.650.000 em 2021) ações do Plano outorgadas.

O preço ajustado de R$16,09, foi determinado utilizando o preço justo da ação cotado na B3 na data de outorga, ajustado pelo fluxo descontado de dividendos esperado por ação no período de vigência do plano, aplicando a taxa de desconto de 5,7% a.a. O *duration* do plano é 3 anos.

Em 31 de dezembro de 2022, baseado na apuração das premissas de desempenho e condições financeiras, a administração estima que valor total do programa será de R$ 93. A despesa reconhecida no resultado do exercício em 2022 correspondente ao Plano de ações foi de R$ 30, incluindo R$ 7 de encargos (em 2021 a despesa foi de R$ 33, incluindo R$ 7 de encargos).

23. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

23.1 Capital social

Em 31 de dezembro de 2022 e 2021 o capital social é de R$12.920 correspondendo a 1.213.797.248 ações ordinárias ("ON") escrituradas, totalmente subscrito, integralizadas e sem valor nominal.

	Acionistas		
	ON	ON %	R$
Iberdrola Energia S A. ("Iberdrola")	606.898.625	50,00%	6.460
Iberdrola S.A.	42.482.904	3,50%	452
Previ-Caixa de Prev. dos Func. do Banco do Brasil ("Previ")	367.647.583	30,29%	3.914
Demais acionistas – *Free float*	196.252.888	16,17%	2.089
Conselheiros e diretores	514.848	0,04%	5
Ações em tesouraria	400	0,00%	-
Total de ações	**1.213.797.248**	**100%**	**12.920**

Em 31 de dezembro de 2022 a Companhia possui autorização do Conselho de Administração para recomprar até 2.555.000 ações ordinárias, que correspondem a 70% do volume total de ações (3.650.000) que podem vir a ser destinadas para o programa de remuneração de baseado em ações (veja nota 22.2).

23.2 Lucro por ação e remuneração aos acionistas

a) Lucro por ação

Os valores do lucro básico e diluído por ação são os seguintes:

	Atribuído aos acionistas da Neoenergia S/A			
	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Lucro líquido do exercício	4.718	4.066	4.685	3.888
Média ponderada de ações em circulação	1.214	1.214	1.214	1.214
Lucro líquido básico e diluído por ação	**3,89**	**3,35**	**3,86**	**3,20**

b) Remuneração aos acionistas

O Estatuto Social da Companhia determina a remuneração mínima de 25% do lucro líquido, após os ajustes de acordo com as prescrições legais do Brasil. A remuneração aos acionistas se dá sob a forma de dividendos e/ou juros sobre o capital próprio ('JCP'), baseado nos limites definidos em lei e no estatuto social da Companhia.

A proposta de remuneração aos acionistas da Neoenergia S/A foi calculada da seguinte forma:	2022	2021
Lucro líquido do exercício	**4.685**	**3.888**
Reserva legal	(234)	(194)
Lucro líquido ajustado	**4.451**	**3.694**
Destinação para reserva de retenção de lucros	(3.267)	(2.721)
Dividendo mínimo obrigatório (1)	**1.184**	**973**
Dividendos	709	642
JCP	475	331
Total	**1.184**	**973**
Remuneração total por ação	**0,98**	**0,80**

(1) Para fins de mínimo obrigatório o JCP é considerado o valor líquido do IRRF.

Os valores deliberados aos acionistas da Neoenergia S/A, por natureza de remuneração, estão apresentados como:

Deliberação	Natureza de remuneração	Valor deliberado	Valor por ação
2022			
AGOE de 25 de abril de 2022	Dividendos mínimos obrigatórios 2021	642	0,5291396
RCA de 15 de junho de 2022	Juros sobre Capital Próprio 2022	167	0,1379698
RCA de 13 de dezembro de 2022	Juros sobre Capital Próprio 2022	308	0,2539544
Total		**1.117**	
2021			
AGOE de 12 de abril de 2021	Dividendos mínimos obrigatórios 2020	201	0,1653482
RCA de 28 de junho de 2021	Juros sobre Capital Próprio 2021	171	0,1406397
RCA de 13 de dezembro de 2021	Juros sobre Capital Próprio 2021	160	0,1318177
Total		**532**	

A remuneração a pagar aos acionistas está apresenta como segue:

	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Saldo inicial do exercício	**805**	**476**	**786**	**442**
Declarada no exercício	1.287	1.073	1.184	973
Imposto de renda retido na fonte	(52)	(35)	(48)	(33)
Pagos no exercício	(1.039)	(708)	(937)	(596)
Saldo final do exercício	**1.001**	**805**	**985**	**786**

23.3 Outros resultados abrangentes

A Companhia reconhece em outros resultados abrangentes os ganhos (perdas), líquidos dos tributos, de: (i) obrigações atuárias de benefícios a empregados de R$ (156); (ii) valor justo de instrumentos financeiros utilizados em uma estratégia de *hedge accounting* de fluxo de caixa de R$ (617); (iii) efeitos de equivalências patrimonial em JV e coligadas similares aos itens citados anteriormente de R$ 7.

23.4 Reserva de Capital

A reserva especial de ágio foi constituída pela reestruturação societária da Companhia, decorrentes aos aportes de capital efetuados na Neoenergia Elektro e Neoenergia Coelba, ambas controladas da Companhia. Ademais do impacto da remuneração baseada em ações, vide nota 22.2.

23.5 Transação com os sócios e outros

Os valores são resultantes das diferenças entre o valor pago e o valor contábil decorrentes das variações de participações societárias em que não houve alteração do controle acionário das investidas.

Os valores reconhecidos nesta reserva são oriundos das seguintes transações:

Compra de participação na Itapebi pela Termopernambuco (1)	658
Compra de participação adicional na Neoenergia Coelba e na Neoenergia Cosern pela Neoenergia (2)	333
Obrigação de compra participação Previ (3)	50
Valor justo incorporação (4)	530
Ganho participação relativa Coelba (5)	8
Oferta pública de aquisição de ações da Neoenergia Pernambuco (6)	226
Total	**1.805**

1) Aquisição da parcela remanescente da Itapebi 58% entre 2013 e 2014. Pela compra da parcela adicional a Companhia desembolsou R$829.

2) Aquisição da parcela adicional na Neoenergia Coelba e na Neoenergia Cosern de 8,5% e 7,0%, respectivamente. Esta operação ocorreu no ano de 2015 e pela compra da parcela adicional a Companhia desembolsou R$639.

3) Em 2021, a Companhia e a Previ acordaram, a alienação das participações minoritárias, onde a Companhia pagou a Previ, em 15 de outubro de 2021, o valor total de R$ 223, sendo (i) R$184 referente às ações da Neoenergia Coelba; (ii) R$33 referente às ações da Neoenergia Cosern; e (iii) R$6 referente às ações da Afluente T.

4) Este ajuste refere-se à diferença entre o valor justo revisado utilizado pela Incorporação da Elektro Holding de R$ 4.191 e o valor utilizado como base para aumento de capital da Neoenergia de R$ 4.694, além de ajustes de consolidação em função da obtenção do controle de FEB e FEB 2 no valor de R$ 27.

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil
Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 16/02/2023
A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link
https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/02/16/NEOENERGIA1567776416022023.pdf
Hash:1676504773041857c75ab541819dd786e001b9a3c4

5) Nos meses de março e julho de 2018 foram homologados aumentos no capital social da Neoenergia Coelba, onde alguns acionistas não controladores não realizaram a subscrição de suas ações, acarretando, em alterações no percentual de participação da Neoenergia na controlada.
6) Em Outubro de 2022 a Neoenergia adquiriu a participação remanescentes dos minoritários, que representam 9,13% do capital social da Neoenergia Pernambuco.

23.6. Reservas de lucros

23.6.1. Reserva legal:
Constitui uma exigência legal para retenção de 5% do lucro líquido anual apurado até o limite de 20% do capital social. A reserva só pode ser utilizada para absorver prejuízos ou para aumento de capital.

23.6.2. Reserva de lucros a realizar
Possui como finalidade reter parcela do lucro líquido do exercício não realizada em caixa ou equivalente de caixa e que exceda a perspectiva estratégica da Companhia de distribuição de montantes a pagar aos acionistas.

23.6.3. Reserva de retenção de lucros
Possui como finalidade assegurar a manutenção e o desenvolvimento para as atividades principais que compõem o objeto social da Companhia, parte do lucro líquido anual distribuível até o limite máximo do capital social ou proposta de orçamento de capital da Companhia. Em 31 de dezembro de 2022, a Companhia excedeu o limite das suas reservas de lucros e encaminhará o assunto para Assembleia Geral Ordinária conforme artigo 199 da Lei nº 6.404/76.

23.7. Política contábil
O capital social representa valores recebidos dos acionistas e, também aqueles gerados pela Companhia que foram formalmente incorporados através de reservas de capital e reservas de lucros. O capital social está representado por ações ordinárias. As ações ordinárias são classificadas como instrumentos de patrimônio por não exporem a Companhia à obrigação de entregar caixa ou outros instrumentos financeiros e deixarem os detentores desses instrumentos (acionistas) expostos às variabilidades dos resultados e fluxos de caixa gerados pela Companhia. Os gastos incrementais diretamente atribuíveis à emissão de ações são apresentados como dedução do patrimônio líquido, como transações de capital, líquido de efeitos tributários.
A remuneração aos acionistas é reconhecida como passivo nas demonstrações financeiras da Companhia, com base no estatuto social. Qualquer valor acima da remuneração mínima obrigatória aprovada no estatuto social, somente será reconhecido no passivo circulante na data em que for aprovado pelos acionistas.

24. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

As partes relacionadas da Companhia são controladas, *joint ventures*, coligadas, acionistas e suas empresas ligadas e o pessoal-chave da administração da Companhia.
As principais transações comerciais com partes relacionadas reconhecidas como contas a receber e/ou contas a pagar e respectivas receitas e/ou custos/despesas estão relacionadas aos: (i) contratos de compra e venda de energia elétrica; (ii) contratos de uso do sistema de distribuição de energia ou no sistema de transmissão; (iii) prestação serviços de operação e manutenção; (iv) contratos de serviços administrativos.
As transações com os fundos de pensão responsáveis pela gestão dos benefícios de curto e longo prazo concedidos aos empregados da Companhia estão classificadas como "Acionistas e Outros" nesta nota explicativa.
As informações sobre transações com partes relacionadas e os efeitos nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia são apresentados abaixo:

24.1. Saldo em aberto com partes relacionadas

	Consolidado							
	2022				2021			
	Joint ventures	Coligadas	Acionistas e outros	Total	Joint ventures	Coligadas	Acionistas e outros	Total
Ativo								
Contas a receber e outros (c)	46	2	-	**48**	1	1	-	**2**
Dividendos e juros sobre capital próprio a receber	15	34	-	**49**	23	2	-	**25**
Outros ativos (e)/(g)	-	-	41	**41**	-	-	49	**49**
	61	**36**	**41**	**138**	**24**	**3**	**49**	**76**
Passivo								
Fornecedores e contas a pagar a empreiteiros e operações de desconto de títulos (a)/(b)/(f)	48	131	168	**347**	45	119	122	**286**
Benefícios a empregados (e)	-	-	23	**23**	-	-	44	**44**
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar (d)	-	-	1.001	**1001**	-	-	805	**805**
Outros passivos	43	-	10	**53**	-	-	4	**4**
	91	**131**	**1.202**	**1.424**	**45**	**119**	**975**	**1.139**

	Controladora							
	2022				2021			
	Joint ventures	Coligadas	Acionistas e outros	Total	Joint ventures	Coligadas	Acionistas e outros	Total
Ativo								
Dividendos e juros sobre capital próprio a receber	748	15	-	**763**	606	23	-	**629**
Outros ativos	149	-	-	**149**	636	-	-	**636**
	897	**15**	**-**	**912**	**1.242**	**23**	**-**	**1.265**
Passivo								
Fornecedores e contas a pagar a empreiteiros e operações de desconto de títulos (a)	-	-	145	**145**	-	-	105	**105**
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar (d)	-	-	985	**985**	-	-	786	**786**
Outros passivos	125	-	-	**125**	49	-	-	**49**
	125	**-**	**1.130**	**1.255**	**49**	**-**	**891**	**940**

24.2. Transações com partes relacionadas

	Consolidado							
	2022				2021			
	Joint ventures	Coligadas	Acionistas e outros	Total	Joint ventures	Coligadas	Acionistas e outros	Total
Resultado do período								
Receita operacional, líquida (c)	89	19	-	**108**	21	8	-	**29**
Custos dos serviços (b)/(f)/(g)	(501)	(1.101)	(4)	**(1.606)**	(436)	(992)	(65)	**(1.493)**
Despesas gerais e administrativas (a)/(e)	-	-	(230)	**(230)**	-	-	(162)	**(162)**
Resultado financeiro líquido (e)	-	-	(4)	**(4)**	-	-	(9)	**(9)**
Total	**(412)**	**(1.082)**	**(238)**	**(1.732)**	**(415)**	**(984)**	**(236)**	**(1.635)**

	Controladora							
	2022				2021			
	Controladas	Joint ventures e coligadas	Acionistas e outros	Total	Controladas	Joint ventures e coligadas	Acionistas e outros	Total
Resultado do período								
Receita operacional, líquida	2	-	-	**2**	4	-	-	**4**
Despesas gerais e administrativas (a)	-	-	(147)	**(147)**	-	-	(104)	**(104)**
Resultado financeiro líquido	236	-	-	**236**	165	-	-	**165**
Total	**238**	**-**	**(147)**	**91**	**169**	**-**	**(104)**	**65**

24.3. Principais transações com partes relacionadas
As principais transações com partes relacionadas nos itens 24.1 e 24.2 referem-se a:

Item	Empresa relacionada	Tipo de transação	Índice de correção/ remuneração contratual	Prazo	Vencimento	Ativo/ (Passivo)	Resultado do exercício
a)	Iberdrola, S.A.	Contrato de Licença de Uso de Marca registrada de propriedade da Iberdrola, S.A., utilizadas pela Neoenergia e por suas controladas licenciadas nos termos do contrato.	N/A	2031	2023	(167)	(168)
b)	Norte Energia S.A.	Compra de energia no ambiente Regulado - CCEAR	IPCA	2044	2023	(131)	(1.101)
	Companhia Hidrelétrica Teles Pires	Compra de energia no ambiente Regulado - CCEAR	IPCA	2044	2023	(38)	(380)
	Energética Águas da Pedra S.A.	Compra de energia no ambiente Regulado - CCEAR	IGPM	N/A	2023	(9)	(77)
c)	Norte Energia S.A.	Contrato de Uso e Conexão do Sistema de Transmissão (CUST)	IPCA	Indeterminado	2023	2	19
	Energética Águas da Pedra S.A.	Contrato de Uso e Conexão do Sistema de Transmissão (CUST)	IPCA	Indeterminado	2023	-	11
	Companhia Hidrelétrica Teles Pires	Contrato de Uso e Conexão do Sistema de Transmissão (CUST)	IPCA	Indeterminado	2023	3	(380)
d)	Iberdrola, S.A.	Dividendos e JCP	N/A	N/A	2023	(520)	-
	Previ - Caixa de Prev. dos Func.s Banco do Brasil	Dividendos e JCP	N/A	N/A	2023	(308)	-
	Minoritários	Dividendos e JCP	N/A	N/A	2023	(173)	
e)	Neos Previdência Complementar	Benefícios a conceder e benefícios concedidos	N/A	Indeterminado	N/A	1	(64)
f)	Companhia Hidrelétrica Teles Pires	Compra e venda de energia no ambiente livre	IPCA	2036	2023	2	27
g)	Iberdrola Generacion Termica	Operação e Manutenção - O&M	IGPM	2039	2023	8	(4)

24.4. Remuneração da administração (Pessoal-chave)
As remunerações de empregados, incluindo os ocupantes de funções executivas e membros do conselho de administração da Companhia reconhecidos no resultado do exercício pelo regime de competência, estão apresentadas como segue:

	Consolidado		Controladora	
	2022	2021	2022	2021
Salários e benefícios recorrentes	46	39	38	29
Remuneração variável de curto prazo	19	16	15	13
Benefícios de longo prazo [1]	21	21	18	16
Rescisões contratuais	-	1	-	-
Total	**86**	**77**	**71**	**58**

(1) Inclui Remuneração baseada em ações atribuído aos administrados da Companhia (nota 22.2).

24.5. Garantias financeiras concedidas
As garantias oferecidas pela Companhia são efetuadas com base em cláusulas contratuais que suportam as operações financeiras entre as *joint ventures*/coligadas e terceiros, garantindo assunção do cumprimento de obrigação, caso o devedor original não honre os compromissos financeiros estabelecidos.
Em 31 de dezembro de 2022, o total de garantias financeiras concedidas pela Companhia para determinadas *joint ventures* e coligadas totalizaram R$4.406.

25. CLASSIFICAÇÃO E ESTIMATIVA DE VALOR JUSTO DOS INSTRUMENTOS FINANCEIROS

25.1. Classificação e mensuração dos instrumentos financeiros
A Companhia classifica os instrumentos financeiros de acordo com o seu modelo de negócio e finalidade para qual foram adquiridos. Os instrumentos financeiros estão classificados e mensurados como segue:

						Consolidado
			2022			2021
	CA	VJORA	VJR	CA	VJORA	VJR
Ativos financeiros						
Caixa e equivalentes de caixa	2.994	-	3.808	1.945	-	3.600
Títulos e valores mobiliários	168	-	345	26	-	433
Contas a receber de clientes e outros	9.976	-	-	10.584	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	-	480	477	-	1.430	771
Ativos financeiro setorial (Parcela A e outros)	252	-	-	2.033	-	-
Concessão do serviço público (Ativo financeiro)	-	-	23.493	-	-	18.516
Outros ativos	183	-	-	6	-	-
	13.573	**480**	**28.123**	**14.594**	**1.430**	**23.320**
Passivos financeiros						
Fornecedores e contas a pagar a empreiteiros e operações de desconto de títulos	4.451	-	-	5.686	-	-
Empréstimos e financiamentos	42.345	-	1.158	36.687	-	1.936
Passivo financeiro setorial (Parcela A e outros)	826	-	-	342	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	-	1.233	7	-	309	22
Passivo de arrendamento	206	-	-	146	-	-
Uso do bem público	64	-	-	78	-	-
Outros passivos	844	-	30	365	-	-
	48.736	**1.233**	**1.195**	**43.304**	**309**	**1.958**

CA – Custo amortizado
VJORA – Valor justo por meio dos outros resultados abrangentes
VJR – Valor justo por meio do resultado

25.2. Estimativa do valor justo
Para mensuração e determinação do valor justo, a Companhia utiliza vários métodos incluindo abordagens de mercado, de resultado ou de custo, de forma a estimar o valor que os participantes do mercado utilizariam para precificar o ativo ou passivo. Os ativos e passivos financeiros registrados a valor justo são classificados e divulgados de acordo com os níveis a seguir:
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; 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 ilíquido.
A análise do impacto caso os resultados reais sejam diferentes da estimativa da Administração está apresentada na nota 25.8 (análise de sensibilidade).

25.3. Instrumentos financeiros reconhecidos pelo valor justo ("VJR" ou "VJORA")
O nível de mensuração dos ativos e passivos financeiros reconhecidos pelo valor justo estão demonstrados como segue:

	Consolidado					
	2022			2021		
	Nível 2	Nível 3	Total	Nível 2	Nível 3	Total
Ativos financeiros						
Caixa e equivalentes de caixa	3.808	-	3.808	3.600	-	3.600
Títulos e valores mobiliários	345	-	345	433	-	433
Instrumentos financeiros derivativos	957	-	957	2.201	-	2.201
Concessão do serviço público (Ativo financeiro)	-	23.493	23.493	-	18.516	18.516
	5.110	**23.493**	**28.603**	**6.234**	**18.516**	**24.750**
Passivos financeiros						
Empréstimos e financiamentos	1.158	-	1.158	1.936	-	1.936
Instrumentos financeiros derivativos	1.240	-	1.240	331	-	331
Outros passivos financeiros	30	-	30	-	-	-
	2.428	**-**	**2.428**	**2.267**	**-**	**2.267**

Não houve transferência de instrumentos financeiros entre os níveis de mensuração de valor justo.
Os ganhos e perdas reconhecidos no resultado referente ao exercício de 2022 e 2021, relacionados aos ativos e passivos financeiros mensurados através de técnicas de nível 3, foram nos montantes de R$ 1.339 e R$ 1.579, respectivamente. As demais movimentações para esses ativos e passivos se encontram divulgados na nota 14.1.

25.4. Instrumentos financeiros reconhecidos pelo custo amortizado ("CA")
Instrumentos financeiros mensurados ao custo amortizado, em virtude ciclo de longo prazo para realização, podem possuir o valor justo diferente do saldo contábil. Abaixo demonstramos o valor justo dos ativos e passivos financeiros reconhecidos a custo amortizado.

	Consolidado			
	2022		2021	
	Saldo contábil	Estimativa de valor justo – Nível 2	Saldo contábil	Estimativa de valor justo – Nível 2
Empréstimos e financiamentos	42.345	41.722	36.687	36.474

Devido ao ciclo de curto prazo, pressupõe-se que o valor justo dos saldos de caixa e equivalentes de caixa, títulos e valores mobiliários, contas a receber de clientes, contas a pagar a fornecedores e ativos e passivos financeiros setoriais são iguais aos montantes mensurados ao custo amortizado (saldo contábil).

25.5. Política contábil
A Companhia classifica seus ativos e passivos financeiros que são reconhecidos inicialmente a valor justo e subsequentemente mensurados, de acordo com as seguintes categorias:
(i) Ativos financeiros
Ativos financeiros são geralmente classificados como mensurados ao custo amortizado, ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes ou ao valor justo por meio do resultado com base tanto: no modelo de negócios da entidade para a gestão dos ativos financeiros; quanto nas características de fluxo de caixa contratual do ativo financeiro, conforme segue:
• Custo amortizado (CA): ativo financeiro cujo fluxo de caixa contratual resulta somente do pagamento de principal e juros sobre o principal em datas específicas e, cujo modelo de negócios objetiva manter o ativo com o fim de receber seus fluxos de caixa contratuais;
• Valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA): ativo financeiro cujo fluxo de caixa contratual resulta somente do recebimento de principal e juros sobre o principal em datas específicas e, cujo modelo de negócios objetiva tanto o recebimento dos fluxos de caixa contratuais do ativo quanto sua venda; e
• Valor justo por meio do resultado (VJR): todos os demais ativos financeiros. Esta categoria geralmente inclui instrumentos financeiros derivativos.
Os instrumentos mensurados pelo CA e VJORA estão suscetíveis ao reconhecimento das perdas de créditos esperados. De modo geral, as perdas de crédito esperadas dos instrumentos financeiros oriundos das operações da Companhia (ex: Contas a receber) são mensurados pelo método simplificado, a partir de uma matriz de provisão que a pondera as características dos instrumentos, idade do título, históricos de perdas e expectativa de perdas futuras.
(ii) Passivo financeiro
Os passivos financeiros são reconhecidos inicialmente pelo valor justo, líquido dos custos de transação incorridos e são subsequentemente mensurados pelo custo amortizado (exceto em determinadas circunstâncias, que incluem determinados passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado) e atualizados pelos métodos de juros efetivos. Qualquer diferença entre o valor captado (líquido dos custos da transação) e o valor de Liquidação, é reconhecida no resultado durante o período em que os instrumentos estejam em andamento, utilizando o método de taxa efetiva de juros. As taxas pagas na captação do empréstimo são reconhecidas como custos da transação.

25.6. Métodos e técnicas de avaliação
(i) Concessões do serviço público
Para mensuração do valor justo, a Companhia utiliza abordagem de custo de reposição baseado nas tabelas de preço da ANEEL, estipuladas para ativos inerentes a operações passíveis de indenização pelo poder concedente. Os fatores relevantes para mensuração do valor justo não são observáveis e não existe mercado ativo. Por isso, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3.
(ii) Empréstimos e financiamentos
O valor justo dos empréstimos e financiamentos classificados no nível 2 são baseados na abordagem de Receita ou na abordagem de Mercado. As debentures negociadas em mercado secundário são mensuradas com base na abordagem de mercado, sendo a referência o último preço de negociação ou PU cotação, ambos disponíveis na B3 ou Anbima, respectivamente.
As debentures não negociadas em mercado secundário e os demais empréstimos e financiamentos bilaterais são mensuradas com base na abordagem de receita, determinada pelo uso de técnica de avaliação de fluxo de caixa descontado a partir da utilização de curvas livre de risco provenientes de fonte de mercado (B3) e do *spread* de risco de crédito da Companhia, divulgado pelas agências classificadoras de *rating*. O spread de crédito da Companhia é ajustado a *duration* e a moeda de cada instrumento de dívida.
(iii) Instrumentos financeiros derivativos
Os instrumentos financeiros derivativos foram avaliados por meio da utilização das curvas e preços de mercado que impactam cada instrumento, nas datas de apuração e que reflitam corretamente as condições de mercado das variáveis incluídas na sua precificação, bem como as condições contratuais vigentes para o instrumento. No caso de swaps, tanto o valor presente da ponta ativa quanto o da ponta passiva são estimados através do desconto dos seus fluxos de caixa pelas taxas de juros nas moedas correspondentes. O valor justo é obtido pela diferença entre o valor presente da ponta ativa e da ponta passiva do swap na moeda de referência. Para os contratos a termo são precificados utilizando as curvas futuras dos respectivos ativos subjacentes. Normalmente, estas curvas são obtidas na B3 e/ ou no portal da Bloomberg.
O risco da carteira de derivativos é mensurado pelo método delta-normal, considerando que a distribuição futura dos fatores de risco e suas correlações tenderão a apresentar as mesmas propriedades estatísticas verificadas nas observações históricas. A Companhia faz o acompanhamento risco de crédito da carteira de derivativos simulando picos hipotéticos de exposição e comparando se estes picos ficam dentro do limite estabelecido pelos controles de risco de crédito da Companhia, por cada contraparte. A estimativa do valor em risco considera nível de confiança de 95% para o horizonte de até 10 dias úteis.

25.7. Informações complementares sobre os instrumentos derivativos
A Companhia possui instrumentos financeiros derivativos com objetivo de proteção econômica e financeira contra o risco de alteração nas taxas de câmbio e de juros. Os principais instrumentos utilizados são *swaps* e *Non-Deliverable Forwards* (NDF). Os contratos de swap e a NDF foram negociados em mercado de balcão (*over-the-counter*). Em 31 de dezembro de 2022 não havia valor de margem depositado referente as posições com instrumentos financeiros derivativos.
Todas as operações de derivativos dos programas de *hedge* da Companhia estão detalhadas nos quadros a seguir, que incluem informações sobre tipo de instrumento, valor de referência, vencimento, valor justo incluindo risco de crédito e valores a receber ou a pagar.
Com o objetivo de avaliar a relação econômica entre o item protegido e o instrumento de *hedge*, a Companhia adota metodologia de teste de efetividade prospectivo através dos termos críticos do objeto e dos derivativos contratados, com o intuito de concluir se há a expectativa de que mudanças nos fluxos de caixa do item objeto de *hedge* e do instrumento de *hedge* possam ser compensados mutuamente.

Programa de hedge dos empréstimos e financiamentos em Dólar
Com o objetivo de proteção econômica e financeira, o Grupo contrata operações de *swap* para converter para R$ as dívidas e empréstimos denominados em US$. Nestes *swaps*, o Grupo assume posição passiva em R$ atrelado ao CDI e posição ativa em US$ atrelado a taxas fixas ou flutuantes (Libor).
Os programas abaixo são classificados de acordo com os critérios contábeis de *hedge* mesurados a valor justo por meio do resultado:

	Valor de referência			Valor justo	
Swap US$ pós vs R$ pós	2022	2021	Vencimento (Ano)	2022	2021
Empresa					
Ativo	US$ 130	US$ 151	2027-2029	689	852
Passivo	R$ 423	R$ 487		(408)	(469)
Exposição líquida				**281**	**383**

	Valor de referência			Valor justo	
Swap US$ pré vs R$ pós	2022	2021	Vencimento (Ano)	2022	2021
Empresa					
Ativo	US$ 67	US$ 86	2025-2027	341	499
Passivo	R$ 184	R$ 228		(181)	(224)
Exposição líquida				**160**	**275**

Os programas abaixo são classificados de acordo com os critérios contábeis de *hedge* mensurados a fluxo de caixa:

	Valor de referência			Valor justo	
Swap US$ pós vs R$ pós	2022	2021	Vencimento (Ano)	2022	2021
Empresa					
Ativo	US$ 54	US$ 60	2030	283	340
Passivo	R$ 179	R$ 197		(180)	(199)
Exposição líquida				**103**	**141**

	Valor de referência			Valor justo	
Swap US$ pré vs R$ pós	2022	2021	Vencimento (Ano)	2022	2021
Empresa					
Ativo	US$ 1.428	US$ 1.322	2023-2036	7.858	7.402
Passivo	R$ 7.381	R$ 6.425		(8.518)	(6.631)
Exposição líquida				**(660)**	**771**

Programa de hedge dos empréstimos e financiamentos em Euro
Com o objetivo de proteção econômica e financeira, a Companhia contrata operações de *swap* para converter para R$ as dívidas e empréstimos denominados em EUR. Nestes *swaps*, a Companhia assume posição passiva em R$ atrelado ao CDI e posição ativa em EUR atrelado a taxas fixas ou flutuantes (Euribor).
Os programas a seguir são designados para contabilidade de *hedge* e classificados como *hedge* de fluxo de caixa, portanto mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes:

	Valor de referência			Valor justo	
Swap EUR $ pré vs R$ pós	2022	2021	Vencimento (Ano)	2022	2021
Ativo	€ 80	€ 159	2023-2024	427	1.037
Passivo	R$ 357	R$ 711		(359)	(720)
Exposição líquida				**68**	**317**

Programa de hedge dos empréstimos e financiamentos em Reais indexados ao IPCA
Com o objetivo de proteção econômica e financeira, a Companhia pode contratar operações de *swap* para converter para o CDI as dívidas e empréstimos em R$ atrelados ao IPCA. Nestes *swaps*, a Companhia assume posição passiva em CDI e posição ativa em IPCA.
Os programas a seguir são designados para contabilidade de *hedge* e mensurados ao valor justo por meio do resultado:

	Valor de referência			Valor justo	
Swap IPCA vs CDI	2022	2021	Vencimento (Ano)	2022	2021
Ativo	R$ 157	R$ 617	2023 - 2025	155	615
Passivo	R$ 122	R$ 504		(121)	(502)
Exposição líquida				**34**	**113**

Programa de hedge para desembolsos em Dólar
Com o objetivo de reduzir a volatilidade do fluxo de caixa oriunda de variação cambial do R$ frente ao US$, a Companhia pode contratar operações via NDF e opções para mitigar a exposição cambial originada por desembolsos denominados ou indexados ao Dólar.
Este programa é designado para contabilidade de *hedge* e classificados como *hedge* de fluxo de caixa, portanto mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes:

	Valor de referência			Valor justo	
NDF	2022	2021	Vencimento (Ano)	2022	2021
Desembolso USD					
Termo de Compra	US$ 40	US$ 122	2023-2026	(14)	4
Exposição líquida				**(14)**	**4**

Os programas abaixo são classificados de acordo com os critérios contábeis de *hedge* mensurados a fluxo de caixa:

	Valor de referência			Valor justo	
NDF	2022	2021	Vencimento (Ano)	2022	2021
Desembolso USD					
Termo de Venda	US$ 5	US$ -	2023	5	-
Exposição líquida				**5**	**-**

Programa de hedge para desembolsos em Euro
Com o objetivo de reduzir a volatilidade do fluxo de caixa oriunda de variação cambial do R$ frente ao Euro, a Companhia pode contratar operações via NDF para mitigar a exposição cambial originada por desembolsos denominados ou indexados ao Euro.
Este programa é designado para contabilidade de *hedge* e classificados como *hedge* de fluxo de caixa, portanto mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes:

	Valor de referência			Valor justo	
NDF	2022	2021	Vencimento (Ano)	2022	2021
Desembolso EUR					
Termo	€ 1	€ 26	2023-2024	(1)	(11)
Exposição líquida				**(1)**	**(11)**

Programa de hedge para desembolsos em Reais
Com o objetivo de proteção econômica e financeira, a Companhia pode contratar operações de swap para converter para o CDI as dívidas e empréstimos em R$ prefixados. Nestes swaps, a Companhia assume posição passiva em CDI e posição ativa em uma taxa prefixada pelo banco credor.
Os programas abaixo são classificados de acordo com os critérios contábeis de hedge mensurados pelo valor justo por meio do resultado.

	Valor de referência			Valor justo	
Swap R$ pré vs R$ pós	2022	2021	Vencimento (Ano)	2022	2021
Ativo	-	R$ 336	2022	-	329
Passivo	-	R$ 335		-	(336)
Exposição líquida				**-**	**(7)**

Programa de hedge do plano de ações – ILP 2020/2022
No dia 15 de julho de 2020, o Conselho de Administração da Companhia aprovou a recompra de até 2.555.000 ações, via contratação de instrumento financeiro derivativo (Equity Swap), para proteger a Companhia da volatilidade do preço de suas ações (NEOE3), quando este evento poderia impactar negativamente os fluxos de caixa futuros assumidos no âmbito de seu Programa de Incentivo de Longo Prazo.
Este programa é classificado de acordo como um *hedge* econômico, não designado para contabilidade de *hedge*, e é mesurado a valor justo por meio do resultado.

	Valor de referência			Valor justo	
Swap Equity	2022	2021	Vencimento (Ano)	2022	2021
Ativo	R$ 40	R$ 40	2023	42	45
Passivo	R$ 47	R$ 59		(47)	(59)
Exposição líquida				**(5)**	**(14)**

Programa de hedge dos empréstimos e financiamentos em Iene
Com o objetivo de proteção econômica e financeira, a Companhia contrata operações de swap para converter para R$ as dívidas e empréstimos denominados em JPY. Nestes swaps, a Companhia assume posição passiva em R$ atrelado ao CDI e posição ativa em JPY atrelado a taxas fixas.

	Valor de referência			Valor justo	
Swap JPY pré vs R$ pós	2022	2021	Vencimento (Ano)	2022	2021
Ativo	JPY 30.434	JPY 18.910	2026-2031	1.209	934
Passivo	R$ 1.434	R$ 998		(1.458)	(1.025)
Exposição líquida				**(249)**	**(91)**

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 16/02/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/02/16/NEOENERGIA1567776416022023.pdf

Hash:1676504773041857c75ab541819dd786e001b9a3c4

NEOENERGIA

CNPJ nº 01.083.200/0001-18 | CVM nº 01553-9 | Companhia Aberta

25.8. Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade estima o valor potencial dos instrumentos financeiros derivativos e respectivas exposições objetos de proteção, em cenários hipotéticos de stress dos principais fatores de risco de mercado ao qual estão expostos, mantendo-se todas as demais variáveis constantes. A estimativa do valor potencial em risco considera o horizonte projetado para os próximos 63 dias úteis (ou 90 dias corridos) a partir 31 de dezembro de 2022.

Cenário Provável: Foram projetados os fluxos de caixa futuros na data de análise, considerando os saldos e eventuais encargos e juros, estimados com base nas taxas de câmbio e/ou taxas de juros vigentes no mercado em 31 de dezembro de 2022.

Cenário II: Estimativa do valor justo considerando uma deterioração de 15% nas variáveis de risco associadas em relação ao cenário provável.

Cenário III: Estimativa do valor justo considerando uma deterioração de 30% nas variáveis de risco associadas em relação ao cenário provável.

Para fins da análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros derivativos a Companhia entende que há necessidade de considerar os passivos objetos de proteção, com exposição à flutuação das taxas de câmbio ou índice de preços e que se encontram registrados no balanço patrimonial. Como 100% das dívidas em moeda estrangeira estão protegidas por *swaps*, o risco de variação da taxa de câmbio é irrelevante, conforme demonstrado no quadro a seguir:

Operação	Moeda	Risco	Cotação	Exposição (Saldo/ Nocional)	Cenário Provável	Impacto Cenário (II)	Impacto Cenário (III)
Dívida em Dólar				(9.671)	(9.977)	(1.498)	(2.993)
Swap Ponta Ativa em Dólar	Dólar ($)	Alta do Dólar	5,2177	9.171	9.461	1.419	2.838
Exposição Líquida				**(500)**	**(516)**	**(79)**	**(155)**
Dívida em Euro				(445)	(462)	(70)	(138)
Swap Ponta Ativa em Euro	Euro (€)	Alta do Euro	5,5694	427	442	66	133
Exposição Líquida				**(18)**	**(20)**	**(4)**	**(5)**
Dívida em Iene				(1.204)	(1.247)	(187)	(374)
Swap Ponta Ativa em Iene	Iene (JPY)	Alta do Iene	0,0396	1.209	1.250	187	375
Exposição Líquida				**5**	**3**	**-**	**1**

Para os desembolsos em moeda estrangeira em contratos não dívida são adotadas as estratégias de proteção a seguir, sendo apresentados na tabela os impactos relativos aos cenários reproduzidos para a variação cambial sobre o derivativo e correspondente impacto em cada cenário para o item protegido. Desta forma, observamos o efeito de eliminação e/ou redução da exposição cambial líquida através da estratégia de hedge:

Operação	Moeda	Risco	Cotação	Exposição (Saldo/ Nocional)	Impacto Cenário (II)	Impacto Cenário (III)
Item protegido: parte de desembolsos em USD		Alta do Dólar		(272)	25	51
NDF	Dólar ($)	Queda do Dólar	5,2177	272	(25)	(51)
Exposição				-	-	-
Item protegido: parte de desembolsos em Euro		Alta do Euro		(12)	1	3
NDF	Euro (€)	Queda do Euro	5,5694	12	(1)	(3)
Exposição				-	-	-

A tabela abaixo demonstra a perda (ganho) devido a variação das taxas de juros que poderá ser reconhecida no resultado da Companhia no exercício seguinte, caso ocorra um dos cenários apresentados abaixo:

Operação	Indexador	Risco	Taxa	Exposição (Saldo/ Nocional)	Cenário Provável	Impacto Cenário (II)	Impacto Cenário (III)
Ativos financeiros							
Aplicações financeiras em CDI	CDI	Queda do CDI	13,65%	7.111	954	(143)	(286)
Passivos financeiros							
Empréstimos e financiamentos							
Dívidas em CDI	CDI	Alta do CDI	13,65%	(14.071)	(2.165)	(326)	(649)
Swaps Dólar x CDI (Ponta Passiva)	CDI	Alta do CDI	13,65%	(10.320)	(1.533)	(230)	(460)
Dívida em IPCA	IPCA	Alta do IPCA	5,90%	(16.852)	(1.454)	(110)	(221)
Swaps IPCA x CDI (Ponta Ativa)	IPCA	Alta do IPCA	5,90%	155	15	1	2
Swaps Dólar x IPCA (Ponta Passiva)	IPCA	Alta do IPCA	5,90%	(904)	(79)	(6)	(12)
Dívida em LIBOR 6M	LIBOR	Alta da LIBOR 6M	5,14%	(972)	(59)	(7)	(16)
Swaps Libor 6M x CDI (Ponta Ativa)	LIBOR	Alta da LIBOR 6M	5,14%	972	70	10	18
Dívida em SELIC	SELIC	Alta da SELIC	13,65%	(78)	(13)	(2)	(3)
Dívida em TJLP	TJLP	Alta da TJLP	7,37%	(1.550)	(145)	(17)	(34)

A tabela abaixo demonstra a perda (ganho) na operação de *equity swap*, causada pela variação do preço da ação da Neoenergia (NEOE3), sob determinados cenários de mercado. Esta perda (ganho), se materializada, será reconhecida no resultado a Companhia no exercício seguinte:

Operação	Indexador	Risco	Cotação	Saldo	Cenário Provável	Impacto Cenário (II)	Impacto Cenário (III)
Outros Ativos Financeiros							
Swap Ponta Ativa em Ações	NEOE3	Queda da Ação	15,22	42	3	6	12

26. COMPROMISSOS

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo são como segue:

	Compra de Energia [1]	Construção de Infraestrutura
2024	16.021	4.720
2025	16.416	4.338
2026	17.211	5.225
2027	18.134	5.749
2028	19.104	5.974
Entre 2029 e 2033	84.585	27.794
Total	**171.471**	**53.800**

(1) Os valores relativos aos contratos de compra de energia, cuja vigência varia de 1 a 30 anos, representam o volume total contratado e foram homologados pela ANEEL, que atendem os compromissos impostos pela legislação.

27. EVENTOS SUBSEQUENTES

Entrada em Operação da Linha de Transmissão de Rio Formoso

Em 29 de janeiro de 2023 entrou em operação a linha de transmissão de Rio Formoso (Lote 9 – Leilão de transmissão nº 02/2019, de dezembro de 2019), localizado na Bahia, que compreende 1 linha de transmissão de 210km de extensão e 2 subestações. O lote conta com uma RAP total de R$ 22 e foi entregue com antecipação de 14 meses e um saving de Capex 25%, ambos em relação ao estimado pela ANEEL.

Cisão Termopernambuco e Itapebi

Em 13 de fevereiro de 2023 foi aprovado pelo Conselho de Administração da Termopernambuco, a Cisão da Itapebi Geração de Energia. A parcela a ser cindida refere-se ao investimento em Itapebi e pela mais-valia da aquisição de participação societária da empresa pela Termopernambuco. A cisão está prevista para ocorrer no 1º trimestre de 2023.

MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

Conselho de Administração

José Ignacio Sánchez Galán
Presidente

Titulares

José Sainz Armada
Daniel Alcaín López
Mário José Ruiz-Tagle Larraín
Pedro Azagra Blazquez
Santiago Matias Martínez Garrido
Eduardo Capelastegui Saiz
Denisio Augusto Liberato Delfino
Márcio de Souza
Ênio Mathias Fereira
Juan Manuel Eguiagaray Ucelay
Marina Freitas Gonçalves de Araújo Grossi
Cristiano Frederico Ruschmann

Suplentes

Jesús Martinez Perez
Alejandro Román Arroyo
Mônica Grau Domene
Tomas Enrique Guijarro Rojas
Miguel Gallardo Corrales
Justo Garzón
João Ernesto de Lima Mesquita
Lauro Sander
Ana Maria Gati

Conselho Fiscal

Francesco Gaudio
Presidente

Titulares

Eduardo Valdés Sanchez
João Guilherme Lamenza
Marcos Tadeu de Siqueira
Manuel Jeremias Leite Caldas

Suplentes

José Antonio Lamenza
Glaucia Janice Nietsche
Antonio Carlos Lopes
Paulo Cesar Simplicio da Silva
Eduardo Azevedo do Valle

Diretoria Executiva

Solange Maria Pinto Ribeiro
Diretora Vice-Presidente de Regulação, Institucional e Sustentabilidade

Juliano Pansanato de Souza
Diretor Executivo de Controle Patrimonial e Planejamento

Lara Cristina Ribeiro Piau Marques
Diretor Executivo Jurídica

Carlos Henrique Quadros Choqueta
Diretor Executivo de Desenvolvimento

Rogério Aschermann Martins
Diretora Executiva de Recursos

Eduardo Capelastegui Saiz
Diretor-Presidente

Leonardo Pimenta Gadelha
Diretor Executivo de Finanças e de Relações com Investidores

Laura Cristina da Fonseca Porto
Diretora Executiva Negócios Renováveis

Giancarlo Vassão de Souza
Diretor Executivo de Operações

Fulvio da Silva Marcondes Machado
Diretor Executivo Negócio Redes

Hugo Renato Anacleto Nunes
Diretor Executivo Negócio Liberalizado

Contadora

Michelle de Frias Braz
CRC RJ – Nº 114819/O-2

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da NEOENERGIA S.A., dando cumprimento ao que dispõe o artigo 163 da Lei nº 6404/76, e suas posteriores alterações, examinado, em reunião nesta data: i) as Demonstrações Financeiras relativas ao Exercício Social de 2022, compreendendo o Relatório da Administração, o Balanço Patrimonial, as Demonstrações do Resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa, e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas bem, como ii) a proposta de destinação do lucro, e considerando os esclarecimentos prestados pela Diretoria da Companhia, o relatório dos auditores independentes (Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda.) e seu parecer. O Conselho Fiscal, aprovou os referidos documentos e propõe sua submissão para deliberação pela Assembleia Geral Ordinária da Companhia.

Com fundamento nas análises realizadas e no Relatório dos Auditores Independentes sobre as Demonstrações Financeiras, este Conselho opina no sentido de que as Demonstrações Financeiras, acima referidas, estão em condições de serem submetidas à apreciação e aprovação dos Senhores Acionistas.

Rio de Janeiro, 15 de fevereiro de 2023.

Francesco Gaudio
Presidente do Conselho Fiscal

Eduardo Valdés Sanchez
João Guilherme Lamenza
Manuel Jeremias Leite Caldas
Marcos Tadeu de Siqueira

MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração da **Neoenergia S.A.**, tendo examinado, em reunião realizada nesta data, as Demonstrações Financeiras relativas ao Exercício Social de 2022, compreendendo o relatório da Administração, o balanço patrimonial, as demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas, bem como a proposta de destinação de lucro, ante as informações e os esclarecimentos prestados pela Diretoria da Companhia e considerando, ainda, o parecer dos auditores independentes (Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda.) e o parecer do Conselho Fiscal, deliberou favoravelmente aos referidos documentos e propõe sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária da Companhia.

Rio de Janeiro, 15 de fevereiro de 2023.

José Ignácio Sánchez Galán
Presidente do Conselho de Administração

José Sainz Armada
Santiago Martínez Garrido
Pedro Azagra Blazquez
Mario Ruiz-Tagle Larraín
Daniel Alcain
Eduardo Capelastegui Saiz
Denisio Liberato
Marcio de Souza
Juan Manuel Eguiagaray Ucelay
Cristiano Frederico Ruschmann
Marina Freitas Gonçalves de Araújo Grossi
Ênio Mathias Ferreira

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

O Diretor Presidente e os demais Diretores da NEOENERGIA S.A. ("Companhia"), sociedade por ações, de capital aberto, com sede na Praia do Flamengo, 78 – 3º Andar, Flamengo, Rio de Janeiro/RJ, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 01.083.200/0001-18, para fins do disposto nos incisos V e VI do artigo 27 da Instrução CVM nº 80, de 30 de março de 2022, declaram que:

(I) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no relatório da Deloitte relativamente às demonstrações financeiras da Companhia alusivas ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2022; e

(II) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2022.

Rio de Janeiro, 15 de fevereiro de 2023.

Eduardo Capelastegui
Diretor Presidente

Solange Ribeiro
Diretora Vice-Presidente de Regulação, Institucional e Sustentabilidade

Leonardo Gadelha
Diretor Executivo de Finanças e Relações com Investidores

Juliano Pansanato de Souza
Diretor Executivo de Controle Patrimonial e Planejamento

Carlos Choqueta
Diretor Executivo de Desenvolvimento

Fulvio Machado
Diretor Executivo Negócio Redes

Giancarlo Vassão de Souza
Diretor Executivo de Operações

Hugo Renato Anacleto Nunes
Diretor Executivo Negócio Liberalizados

Lara Piau
Diretora Executiva Jurídica

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Aos Acionistas, Conselheiros e Diretores da
Neoenergia S.A.

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Neoenergia S.A. ("Companhia"), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2022 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 o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da Neoenergia S.A. em 31 de dezembro de 2022, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro ("International Financial Reporting Standards - IFRS"), emitidas pelo "International Accounting Standards Board - IASB".

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas". Somos independentes em relação à Companhia e a suas controladas, 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 - CFC, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria

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

Reconhecimento da receita de fornecimento de energia elétrica e disponibilidade da rede elétrica

Conforme mencionado na nota explicativa nº 3 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a receita da Companhia é oriunda principalmente do fornecimento de energia elétrica e da disponibilidade da rede elétrica, reconhecida quando o controle de cada obrigação de desempenho é transferido para o cliente e podem ser mensuradas de forma confiável, que geralmente ocorre no ato da entrega da energia e/ou quando o serviço é prestado. As receitas de fornecimento de energia elétrica e de disponibilidade da rede elétrica são mensuradas de acordo com o calendário de leitura estabelecido, considerando a quantidade de energia utilizada pelo cliente e as tarifas vigentes. O processo ainda inclui a mensuração da receita não faturada ao consumidor, relacionada ao fornecimento de energia e disponibilidade da rede elétrica, calculada em base estimada, até a data do balanço, utilizando determinadas premissas definidas pela Companhia.

Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria devido aos julgamentos necessários para o reconhecimento da receita de fornecimento de energia elétrica e disponibilidade da rede elétrica, incluindo a mensuração da receita não faturada, bem como o uso intensivo de sistemas automatizados para processar e registrar essas receitas.

Nossos procedimentos de auditoria sobre o reconhecimento da receita de fornecimento de energia elétrica e disponibilidade da rede elétrica incluíram, dentre outros: (a) entendimento e avaliação do desenho e implementação dos controles internos relevantes relacionados ao reconhecimento da receita de fornecimento de energia e disponibilidade da rede elétrica; (b) envolvimento de nossos especialistas em tecnologia da informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados para o reconhecimento da receita de fornecimento de energia elétrica e disponibilidade da rede elétrica; (c) procedimentos analíticos que compreendem análises da correlação de variáveis sobre a ocorrência, integridade e exatidão da movimentação mensal das receitas de fornecimento de energia elétrica e disponibilidade da rede elétrica reconhecidas pela Companhia, analisando as flutuações que não estejam alinhadas com as nossas expectativas independentes; (d) teste de transações de receita, em base amostral, comparando os valores reconhecidos com os documentos suporte; (e) avaliação e desafio se o método utilizado pela Companhia para mensurar a receita não faturada de fornecimento de energia elétrica e disponibilidade da rede elétrica foi aplicado de forma apropriada e se os cálculos foram aplicados consistentemente e estão matematicamente adequados; (f) avaliação se as premissas utilizadas no cálculo da receita não faturada de fornecimento de energia e disponibilidade da rede elétrica foram aplicadas de forma apropriada e estão consistentes, especificamente ao volume de energia não faturado, incluindo uma análise independente; e (g) avaliação das divulgações realizadas nas demonstrações financeiras à luz do Pronunciamento contábil CPC 47/IFRS 15 – Receita de Contrato com Cliente.

No decorrer da nossa auditoria, identificamos deficiências de controles internos relacionadas a determinados controles de tecnologia da informação que nos levaram a alterar a nossa abordagem de auditoria e a ampliar a extensão e natureza de nossos procedimentos substantivos planejados para obtermos evidências de auditoria suficientes e apropriadas. As deficiências mencionadas foram remediadas pela Companhia dentro do exercício.

Com base nos procedimentos de auditoria anteriormente descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que o reconhecimento da receita de fornecimento de energia elétrica e disponibilidade da rede elétrica e as respectivas divulgações são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Infraestrutura de distribuição de energia elétrica

Conforme mencionado nas notas explicativas nº 12 e nº 13 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, os investimentos na infraestrutura da concessão de distribuição de energia elétrica são registrados como ativo contratual durante a fase de construção, seguindo o Pronunciamento Técnico CPC 47 /IFRS 15 - Receita de Contrato com Cliente e, quando da entrada em operação, os valores são bifurcados, conforme Interpretação Técnica ICPC 01 (R1)/IFRIC 12 – Contratos de Concessão, entre ativo financeiro, relativo a parcela da infraestrutura que não será amortizada até o final da concessão e para a qual há um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente, e ativo intangível, correspondente a parcela da infraestrutura que será recuperada através da tarifa definida pelo poder concedente durante a vigência do contrato de concessão.

Em virtude da complexidade dos conceitos envolvidos na aplicação dessas normas, do julgamento inerente ao processo de mensuração e dos montantes envolvidos, os quais fazem parte do critério utilizado pelo poder concedente para a determinação das tarifas de energia elétrica, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros: (a) avaliação do desenho e da implementação dos controles internos relevantes relacionados à mensuração e registro dos ativos de infraestrutura da distribuição; (b) o exame, em base amostral, dos documentos comprobatórios das adições ocorridas no exercício; (c) desenvolvimento de expectativa independente utilizando índices obtidos de forma independente para a mensuração do valor justo do ativo financeiro da concessão, analisando as flutuações que não estejam alinhadas com as nossas expectativas independentes; (d) desenvolvimento de expectativa independente sobre o saldo de amortização dos ativos intangíveis da concessão considerando as taxas de amortização aplicáveis; (e) o exame em base amostral, da bifurcação do ativo contratual entre intangível e ativo financeiro da concessão; e (f) avaliação das divulgações realizadas nas demonstrações financeiras à luz do Pronunciamento contábil CPC 47/IFRS 15 – Receita de Contrato com Cliente.

No decorrer da nossa auditoria, identificamos deficiências de controles internos relacionadas a determinados controles de tecnologia da informação que nos levaram a alterar a nossa abordagem de auditoria e a ampliar a extensão de nossos procedimentos substantivos planejados para obtermos evidências de auditoria suficientes e apropriadas. As deficiências mencionadas foram remediadas pela Companhia dentro do exercício.

Com base nos procedimentos de auditoria anteriormente descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que o julgamento inerente ao processo de mensuração e os saldos relacionados à infraestrutura de distribuição de energia elétrica, bem como as respectivas divulgações são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Concessão do serviço público - ativo contratual

Conforme divulgado nas notas explicativas nº 3 e nº 10 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Companhia atua como prestadora de serviços, conforme contrato de concessão, sendo remunerada pela construção e implementação da infraestrutura de transmissão de energia elétrica, bem como pela manutenção e operação de referida estrutura. O reconhecimento do ativo contratual de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47/IFRS 15 – Receita de Contrato com Cliente requer o exercício de julgamento significativo sobre o momento em que o cliente obtém o controle do ativo. Adicionalmente, a mensuração do progresso da Companhia em relação ao cumprimento da obrigação de performance satisfeita ao longo do tempo requer também o uso de estimativas e julgamentos significativos pela Diretoria para estimar os esforços ou insumos necessários para o cumprimento da obrigação de performance, tais como materiais e mão de obra, margens de lucros esperada em cada obrigação de performance identificada, e as projeções das receitas esperadas. Finalmente, por se tratar de um contrato de longo prazo, a identificação da taxa de desconto que representa o componente financeiro embutido no fluxo de recebimento futuro também requer o uso de julgamento por parte da Diretoria.

Devido à relevância dos valores e do julgamento significativo envolvido na mensuração do progresso da Companhia em relação ao cumprimento da obrigação de performance satisfeita ao longo do tempo, nas margens de lucros e nas projeções das receitas esperadas, consideramos a mensuração do ativo contratual e da receita de contrato como um assunto significativo para a nossa auditoria.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros: (i) entendimento sobre o fluxo de reconhecimento do ativo contratual e de suas respectivas receitas, por natureza; (ii) avaliação do desenho e da implementação dos controles internos relevantes sobre o reconhecimento do ativo contratual e de suas respectivas receitas; (iii) entendimento dos critérios e premissas utilizados na determinação das margens de construção e operação e manutenção, das taxas implícitas aplicadas aos fluxos de recebimento futuro; (iv) testes substantivos relacionados aos documentos comprobatórios das adições ao ativo de contrato, recálculo dos fluxos de recebimento futuro dos projetos de infraestrutura, recálculo das atualizações monetárias e da remuneração financeira dos ativos contratuais, em base amostral, a partir das condições contratuais estabelecidas e demais premissas utilizadas pela Companhia e; (v) avaliação das divulgações realizadas nas demonstrações financeiras à luz do Pronunciamento contábil CPC 47/IFRS 15 – Receita de Contrato com Cliente.

No decorrer da nossa auditoria, identificamos deficiências de controles internos relacionadas a determinados controles de tecnologia da informação que nos levaram a alterar a nossa abordagem de auditoria e a ampliar a extensão de nossos procedimentos substantivos planejados para obtermos evidências de auditoria suficientes e apropriadas. As deficiências mencionadas foram remediadas pela Companhia dentro do exercício.

Com base nos procedimentos de auditoria efetuados, consideramos que as políticas de reconhecimento do ativo contratual e de suas respectivas receitas são aceitáveis para suportar os julgamentos, as estimativas e as informações incluídas nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas como um todo.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado ("DVA") referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2022, elaboradas sob a responsabilidade da Diretoria da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e os registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e o seu conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse pronunciamento técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Informações comparativas - valores correspondentes

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2021 foram auditadas por outro auditor independente que emitiu relatório, em 17 de fevereiro de 2022, com uma opinião sem modificação sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras individuais e consolidadas 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 financeiras individuais e consolidadas não abrange o Relatório da Administração, e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

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

Responsabilidades da Diretoria e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas

A Diretoria é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo IASB, e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

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

Os responsáveis pela governança da Companhia e de suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, 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 detecta as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte 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 financeiras individuais e consolidadas, 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 e de suas controladas.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Diretoria.
- Concluímos 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 e de suas controladas. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar a atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas 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 e suas controladas a não mais se manterem em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras individuais e consolidadas 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 entidades ou atividades de negócio do Grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas. Somos responsáveis pela direção, pela supervisão e pelo desempenho da auditoria do Grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

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

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

Rio de Janeiro, 15 de fevereiro de 2023

Deloitte.

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes Ltda.
CRC nº 2 SP 011609/O-8 "F" RJ

Jônatas José Medeiros de Barcelos
Contador
CRC nº 1 RJ 093376/O-3

Documento assinado digitalmente conforme MP nº 2.200-2 de 24/08/2001,que institui a Infraestrutura de Chaves Públicas Brasileira - ICP-Brasil

Certificado por Editora Globo SA
04067191000160 Pub: 16/02/2023

A autenticidade deste documento pode ser conferida através do QR Code ou pelo link
https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2023/02/16/NEOENERGIA1567776416022023.pdf
Hash:1676504773041857c75ab541819dd786e001b9a3c4