



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO | 2021

DESTAQUES (R\$ MM) 4T21	4T21	4T20	Δ %	2021	2020	Δ %
Receita Operacional Líquida	11.388	10.002	14%	41.120	31.138	32%
Margem Bruta	4.011	3.160	27%	14.146	10.226	38%
Despesas Operacionais	(1.013)	(996)	2%	(3.526)	(3.218)	10%
EBITDA	2.411	2.101	15%	9.856	6.496	52%
Resultado Financeiro	(909)	(350)	160%	(2.283)	(1.030)	122%
Lucro Atribuído aos Controladores	635	996	(36%)	3.925	2.809	40%
Ativo Financeiro (VNR)	424	404	5%	1.579	549	188%
IFRS 15	335	360	(7%)	1.209	758	59%
Belo Monte - Ajuste a Valor Justo	(482)	-	-	(482)	-	-
Acordo GSF	-	-	-	222	-	-
EBITDA Caixa	2.134	1.337	60%	7.328	5.189	41%

INDICADORES OPERACIONAIS						
Energia Distribuída (GW) ¹	17.208	16.579	3,8%	66.257	62.370	6,2%
Energia Injetada (GW) ²	19.710	19.995	(1,4%)	75.814	73.103	3,7%
Número de Clientes (mil) ³	15.742	15.381	2,3%	-	-	-

Indicadores Financeiros de Dívida	2021	2020	Varição
Dívida Líquida ² /EBITDA ³	3,12	2,85	0,27
Rating Corporativo (S&P)	AAA	AAA	-

(1) 4T21 reflete o resultado do trimestre completo da Neoenergia Brasília ao passo que o acumulado se dá a partir de 02 de março de 2021, quando da sua incorporação à Neoenergia. A comparação com 2020, que considera Neoenergia Brasília, é meramente pro-forma.
 (2) Dívida líquida de disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários
 (3) EBITDA e Resultado Financeiro de 12 meses

DESTAQUES FINANCEIROS E OPERACIONAIS

- Energia injetada de 19.710 GWh no 4T21 (-1,4% vs. 4T20), devido a menores temperaturas e maiores chuvas. No ano, 75.814 GWh (+3,7% vs. 2020), confirmando a retomada da atividade econômica ao longo do ano;
- Energia distribuída de 17.208 GWh no 4T21 (+3,8% vs. 4T20) e de 66.257 GWh no ano (+6,2% vs. 2020). Vale destacar o efeito da REN 863/2019, impactando o não faturado no 4T20 em 826 GWh, diminuindo a energia distribuída no 4T20 sem impacto no resultado econômico;
- Despesas Operacionais de R\$ 1.013 milhões no 4T21 (+2% vs. 4T20) e de R\$ 3.526 milhões no ano (+10% vs. 2020). Desconsiderando Neoenergia Brasília, e as arbitragens na holding no 1T20, as variações são de -7% vs. 4T20 e +3% vs. 2020, ambas abaixo da inflação e absorvendo o maior número de clientes e os novos negócios;
- Belo Monte: Reclassificação para "Ativo mantido para venda" com ajuste não caixa de -R\$482 milhões;
- EBITDA de R\$ 2,4 bilhões no 4T21 (+15% vs. 4T20) e de R\$ 9,9 bilhões em 2021 (+52% vs. 2020). EBITDA Caixa de R\$ 2,1 bilhões no 4T21 (+60% vs. 4T20) e de R\$ 7,3 bilhões em 2021 (+41% vs. 2020);
- Lucro de R\$ 635 milhões no 4T21 (-36% vs. 4T20) e de R\$ 3,9 bilhões em 2021 (+40% vs. 2020). Desconsiderando o ajuste de Belo Monte, o Lucro no 4T21 foi de R\$ 1,1 Bi (+12% vs. 4T20) e de R\$ 4,4 Bi no ano (+57% vs. 2020).
- CAPEX de R\$ 4,4 bilhões em 2021 (+48% vs. 2020) pelo avanço dos projetos de Transmissão e Eólicas;
- Dívida Líquida/EBITDA de 3,12 x no 4T21 (2,85x no 4T20);
- Perdas Totais 12 meses seguem com trajetória de queda nos últimos 12 meses e recuaram em todas as cinco distribuidoras em comparação ao 4T20;
- Entrada em operação antecipada do Complexo Chafariz, com 433 MW, contribuindo com R\$ 66 milhões de EBITDA no ano.

MESSAGEM DO PRESIDENTE

Orientados por uma estratégia sustentável de investimentos em todos os segmentos do setor elétrico brasileiro, a Neoenergia entrega, em 2021, o EBITDA de R\$ 9,9 bilhões (+52%) e um Lucro Líquido de R\$ 3,9 bilhões (+40%). As grandes avançadas destes resultados são a recuperação de mercado, mesmo diante das incertezas quanto a evolução da pandemia mundial, e o impacto da inflação nas tarifas reguladas, e refletiram também a disciplina de custos e constante busca por eficiência. Verificamos um aumento de apenas 3% nas despesas operacionais no ano, absorvendo grande parte dos efeitos da aceleração da inflação, além do aumento do portfólio de ativos em operação e da retomada da normalidade das atividades operacionais.

Com um investimento de R\$ 9,4 bilhões, sustentado por um robusto plano de captações e fontes de financiamento globais, expandimos e reforçamos nossas redes de distribuição, além de garantir o avanço dos projetos de geração de energia renovável e de transmissão.

Concluímos o maior projeto de Chafariz com 471 MW, 92% já em operação comercial em 2021. Entregamos ao longo do ano os projetos de transmissão de Douro e São João, e o último com operação comercial completa em 2022, todos com savings de capex e antecipação de mais de um ano em relação ao edital do leilão. Ampliamos nosso portfólio de transmissão, com a aquisição de um novo lote, desta vez em Minas Gerais e seguimos com o desenvolvimento de nossa carteira de projetos renováveis eólicos e fotovoltaicos. Incorporamos a Neoenergia Brasília em março e concluímos o processo de integração ainda em 2021. Com um investimento de R\$190 MM no Distrito Federal, iniciamos o turnaround da companhia, onde já alcançamos importantes resultados como a redução das perdas e aumento da arrecadação, além de eficiências na operação.

Apresentamos um crescimento de mais de 6% no mercado de distribuição, avançado pelo desempenho das classes comercial e industrial, e melhoramos a qualidade de serviço em todas as nossas distribuidoras. Com um plano estruturado de recuperação de energia reduzimos as perdas de energia em todas as nossas áreas de concessão, em especial na Neoenergia Pernambuco, que tem apresentado uma contínua trajetória decrescente.

Outro destaque é o desempenho de Neoenergia Termopernambuco que, durante a crise hídrica brasileira, foi despachada em sua capacidade máxima, contribuindo positivamente para os resultados de 2021 e reforçando sua importância na operação do sistema do Nordeste brasileiro. A maior geração termelétrica e a maior oferta de ventos, em períodos de poucas chuvas, mitigaram os efeitos de redução da geração hidrelétrica, reforçando a resiliência de nosso portfólio diversificado e integrado, e seu hedge natural. O mercado brasileiro segue com avanços no ambiente regulatório como a redução de subsídios, o marco legal de geração distribuída, a regulamentação das usinas híbridas e, já em 2022 as definições sobre a cessão de áreas para geração eólica off shore. Neste contexto, temos investido na capacitação de equipes, desenvolvimento de expertise e parcerias estratégicas, além da integração da operação, com foco na otimização de projetos e a construção de soluções de tecnologia e engenharia. Em 2021 fechamos novas parcerias para o desenvolvimento de Hidrogênio Verde no Brasil.

Em um movimento estratégico diante da iminente liberalização de mercado, unificamos nossa marca Neoenergia, reforçando o compromisso de toda companhia com o fornecimento de energia limpa, acessível e de qualidade e fortalecendo o modelo de negócios, fundamentado na gestão, eficiência, inovação e sustentabilidade. Ativamos o relacionamento com os clientes, ampliando a oferta de produtos e serviços, além de disponibilizarmos novos canais de atendimento e pagamento.

Acreditamos que as empresas podem, e devem, assumir um papel relevante no desenvolvimento nas regiões onde atuam. Para além de nosso papel de geração e fornecimento de energia, buscamos contribuir com a economia de nossas áreas de atuação. Temos um programa de desenvolvimento de fornecedores locais sustentáveis, que já representam mais de 60% de todas as contratações, e nossa Escola de Eletricistas, projeto reconhecido pela ONU, que muito nos orgulha, objetiva capacitar e, assim, contribuir para a melhoria da qualidade de vida da população. Com a formação de 1,7 mil pessoas e a geração de emprego de qualidade com aproveitamento de 95% dos formados em nosso projeto de internalização.

Para ampliar a diversidade e aumentar a relevância feminina em toda a sociedade e como impulso ao esporte, fechamos um contrato pioneiro de patrocínio a atletas da Seleção Brasileira de Futebol Feminino e ao Campeonato Feminino Brasileiro que leva o nome da Neoenergia, além disso promovemos a participação de mulheres nas Escolas de Eletricistas, e, internamente, temos ampliado a expressão feminina na liderança da companhia.

Direcionado pelo nosso compromisso de desenvolvimento social, cultural e institucional, o Instituto Neoenergia investiu mais de R\$9 MM entre recursos próprios e incentivados. A atuação do Instituto, integrada ao modelo de negócios do grupo tem permitido importantes parcerias, como com BNDES para participação como fundador do Projeto Resgatando História.

Nossa estratégia e práticas sustentáveis nos destacam e nos fazem figurar entre importantes índices de sustentabilidade e governança, como FTSE4 Good Index Series da Bolsa de Londres, o ISE Bovespa e o anuário Sustainability Yearbook da S&P, além do reconhecimento com selo Proética pelo 4º ano consecutivo, expandindo também a certificação para nossas distribuidoras. Para concluir gostaria de agradecer a todos os colaboradores de Neoenergia pela entrega e compromisso com os resultados e criação de valor para os nossos Acionistas. O ano 2022 nos apresenta novos desafios, mas contamos com os recursos e pessoas qualificadas para continuar as nossas entregas.

Mário José Ruiz-Tagle Larrain
Diretor Presidente

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 2021, a estrutura societária da Neoenergia era composta por 52,9% de participação da Iberdrola, 30,3% de participação da Previ e 16,8% por demais acionistas.

2. AMBIENTE MACROECONÔMICO

As projeções para a economia, no início de 2021, soavam promissoras, após o duro choque econômico decorrente da pandemia da Covid-19 no ano de 2020. Segundo o Relatório Focus do Banco Central, em 31 de dezembro de 2020, a projeção, para 2021, era de Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) de 3,32% (dentro da meta de 3,75%), Taxa Selic a 3,0% e crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) de 3,4%. Tal otimismo era justificado pela expectativa da retomada econômica e pela descoberta no final de 2020, de vacinas contra o Covid-19. Entretanto, o que se viu foi um ano mais desafiador do que o esperado, em especial pela 2ª onda de Covid-19 que atingiu o país ainda no primeiro semestre e pelo próprio programa de imunização da população, que levou alguns meses para ganhar tração. Os tempos em relação ao cenário fiscal, aliados à pior seca no Brasil em 91 anos, pressionaram os custos de operação do setor elétrico como um todo. Segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), a inflação medida pelo IPCA, encerrou 2021 com alta acumulada de 10,06%. Como medida para conter a alta da inflação, a Taxa Selic, que caiu até a mínima histórica de 2,0% em 2020, foi à 9,25%, ano final de 2021. Quanto ao PIB, a economia encerrou 2021 com perspectiva de crescimento de 4,5%, segundo o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), impulsionado pelos setores da indústria e serviço.

No que tange o consumo de energia, de acordo com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), houve um aumento de 4,1% em relação a 2020. Após um primeiro semestre de medidas de isolamento social para combater a pandemia de Covid-19, que impactaram significativamente a demanda por energia elétrica no país, o consumo de energia dá sinais consistentes de sua recuperação.

3. AMBIENTE REGULATÓRIO

1.1. Redes

1.1.1. Distribuidoras

1.1.1.1. Tarifas

Em 2021, três das cinco distribuidoras do grupo Neoenergia passaram por Reajuste Tarifário e duas passaram por Revisão Tarifária:

Grupo de Consumo	NEOENERGIA				
	COELBA	PERNAMBUCO	COSERN	ELEKTRO	BRASILIA
abr/21	abr/21	abr/21	ago/21	ago/21	out/21
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	12,28%	11,89%	11,18%	12,89%	11,85%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	7,82%	8,01%	8,27%	8,84%	9,16%
Efeito tarifário médio AT+BT	8,98%	8,99%	8,96%	11,49%	11,10%
Início da Vigência	22-abr-21	29-abr-21	22-abr-21	27-ago-21	22-out-21
Processo Revisional	Reajuste Anual	Revisão	Reajuste Anual	Reajuste Anual	Revisão
Próxima Revisão Tarifária	abr/23	abr/25	abr/23	ago/23	out/25

4. DESEMPENHO OPERACIONAL

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

4.1. Redes

4.1.1. Distribuidoras

4.1.1.1 Número de Consumidores

As distribuidoras da Neoenergia encerraram o 2021 com 15,7 milhões de consumidores ativos. Em comparação com 2020, houve aumento de 361 mil de consumidores (+2,3%). Desconsiderando a Neoenergia Brasília em 2020, houve um aumento de 1,5 milhão, em função de 1,1 milhão provenientes da incorporação da Neoenergia Brasília a partir de 02 de março de 2021.

Número de Consumidores (milhares)	2021						VARIÇÃO											
	Consolidado	NEOENERGIA COELBA	NEOENERGIA PERNAMBUCO	NEOENERGIA COSERN	NEOENERGIA ELEKTRO	NEOENERGIA BRASILIA	Consolidado	NEOENERGIA COELBA	NEOENERGIA PERNAMBUCO	NEOENERGIA COSERN	NEOENERGIA ELEKTRO	NEOENERGIA BRASILIA						
Residencial	13.905	5.629	3.484	1.337	2.450	1.006	13.561	5.490	3.414	1.308	2.390	959	344	139	70	29	60	47
Industrial	40	13	5	1	20	1	40	13	5	1	20	1	-	0	0	0	(0)	(0)
Comercial	1.076	420	227	107	204	118	1.049	408	225	103	199	115	27	13	2	3	5	4
Rural	553	220	139	54	129	11	567	225	143	56	131	11	(14)	(5)	(4)	(2)	(2)	(0)
Outros	168	70	34	27	31	7	164	69	33	26	30	7	4	1	1	1	1	0
Total	15.742	6.352	3.888	1.526	2.833	1.143	15.381	6.205	3.820	1.494	2.770	1.092	361	147	68	32	63	51

Reajuste Tarifário

Neoenergia Coelba e Neoenergia Cosern

Em abril de 2021, a Neoenergia Coelba e Neoenergia Cosern tiveram seus reajustes tarifários aprovados pela Aneel, com efeito médio para o consumidor de 8,98% e 8,96%, respectivamente, aplicados a partir de 22 de abril.

Para a Neoenergia Coelba, a variação da Parcela A foi de 18,52%, totalizando R\$ 6.117,6 milhões, impactada principalmente pelos aumentos de 53,02% nos custos de transmissão e 7,34% nos custos com compra de energia. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia foi definido em R\$ 202,91/MWh, já a variação da Parcela B foi de 29,90% (R\$ 4.496,9 milhões), reflexo da inflação acumulada (IGP-M) desde o último reajuste, de 31,10%, deduzida do Fator X, de 1,20%.

Para Neoenergia Cosern, a variação da Parcela A foi de 16,18%, totalizando R\$ 1.710,1 milhões, impactada principalmente pelos aumentos de 50,39% dos custos de transmissão e 8,46% nos custos com compra de energia. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia foi definido em R\$ 221,32/MWh, já a variação da Parcela B foi de 30,63%, (R\$ 1.011,9 milhões), reflexo da inflação acumulada (IGP-M) desde o último reajuste, de 31,10%, deduzida do Fator X, de 0,47%.

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 incidência tarifária das receitas de ultrapassagem de demanda e excedente reativo constituídas até março de 2021, contribuíram para redução do efeito médio para o consumidor, enquanto o reajuste dos itens da Parcela B foi integralmente aplicado a partir de 22 de abril de 2021.

Neoenergia Elektro

Em agosto de 2021, a Aneel aprovou o reajuste tarifário da Neoenergia Elektro, com efeito médio para o consumidor de 11,49%, aplicados a partir de 27 de agosto.

O índice foi impactado pelos aumentos de 10,89% nos encargos setoriais e 3,73% nos custos com compra de energia, que foram compensados por um reperefilamento dos custos de rede básica, extraordinariamente, reduzindo em 17,76% os custos de transmissão, implicando numa variação da Parcela A de 0,38%, totalizando R\$ 5.346 milhões. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia foi definido em R\$ 217,54/MWh, já a variação da Parcela B foi de 32,49% (R\$ 2.432 milhões), reflexo da inflação acumulada (IGP-M) desde o último reajuste, de 33,83%, deduzida do Fator X, de 1,34%.

O uso dos créditos tributários referentes à exclusão do ICMS da base do PIS/COFINS e a antecipação da reversão para incidência tarifária das receitas de ultrapassagem de demanda e excedente reativo constituídas até julho de 2021 contribuíram para redução do efeito médio para o consumidor, enquanto o reajuste dos itens da Parcela B foi integralmente aplicado a partir de 27 de agosto de 2021.

Revisão Tarifária

Neoenergia Pernambuco

Em abril de 2021, a Aneel aprovou a 5ª RTP da Neoenergia Pernambuco, com efeito médio para o consumidor de +8,99%, com vigor a partir de 29 de abril.

O uso dos créditos tributários referentes ao trânsito em julgado da exclusão do ICMS da base do PIS/COFINS, assim como o reperefilamento da Rede Básica e a Conta-Covid contribuíram para redução do efeito médio ao consumidor.

A Parcela B, já líquida de outras receitas, atingiu R\$1.961 milhões (+9,3% considerando o mercado dos últimos 12 meses, já descontando receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos). O reajuste dos itens da Parcela B foi integralmente aplicado a partir de 29 de abril de 2021. Para a Base de Remuneração Líquida, o valor aprovado foi de R\$ 5.648 milhões, refletido o reconhecimento integral dos investimentos realizados. Quanto às Perdas Totais Regulatórias, a Aneel estabeleceu o percentual de 15,1% sobre a energia injetada.

Neoenergia Brasília

Em outubro de 2021, a Aneel aprovou a 5ª RTP da Neoenergia Brasília, com efeito médio para o consumidor de +11,10%, com vigor a partir de 22 de outubro.

A reversão do saldo remanescente da Conta Covid, o uso dos créditos tributários referentes à exclusão do ICMS da base do PIS/COFINS, diferimento da compra de energia de Itaipu bem como o financeiro relativo à Bandeira Escassez Hídrica, contribuíram para redução do efeito médio ao consumidor.

A Parcela B, já líquida de outras receitas, atingiu R\$ 553,1 milhões (+0,37% considerando o mercado dos últimos 12 meses, já descontando receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos). O reajuste dos itens da Parcela B foi integralmente aplicado a partir de 22 de outubro de 2021. Para a Base de Remuneração Líquida, o valor aprovado foi de R\$ 1.144 milhões, a valores de setembro de 2021, refletido o reconhecimento dos investimentos realizados. Quanto às Perdas Totais Regulatórias reconhecidas na tarifa, a Aneel estabeleceu o percentual de 11,71% sobre a energia injetada. Cabe ressaltar que o resultado da revisão tarifária ficou em linha com o previsto no plano de negócio da aquisição da Neoenergia Brasília.

1.1.1.2. Principais discussões Tarifárias ocorridas ao longo do ano

Taxa Regulatória de Remuneração do Capital - WACC

Em 15 de março, foi publicada a atualização do WACC dos segmentos de geração (usinas cotistas), transmissão e distribuição. Em 2021, para as distribuidoras foi aplicado 7,02% para as transmissoras e usinas cotistas: 6,76%. Os novos percentuais vêm sendo utilizados nos processos que ocorrerem no período entre março de 2021 e fevereiro de 2022.

O valor vigente em 2020 aplicável às Revisões Tarifárias das distribuidoras foi de 7,32%.

Perdas de Energia e Receitas Irrecuperáveis

Em dezembro de 2021, a ANEEL aprovou a nova metodologia de perdas, atualizando-a com aprimoramentos que trouxeram avanços na modelagem especialmente na construção do ranking de complexidade, que passou a ser único (baseado em 138 modelos), e não mais pela média de 3 rankings (3 modelos). Houve também a ampliação do número de variáveis avaliadas para 17. Na proposta inicial de abertura da CP considerava-se apenas 5 variáveis.

Outros aprimoramentos de destaque na atualização da metodologia foram: a definição do ponto de partida; a alteração do ano de referência no cálculo da meta passando a adotar média de 3 anos; o tratamento para empresas com meta superior ao ponto de partida; a redução do nível de perdas estruturais (limite mínimo); a elevação do limite da velocidade da trajetória de redução e o estabelecimento de regras específicas para áreas de risco, ASRO - Áreas com Severa Restrição Operativa.

Quanto ao tema de Receitas Irrecuperáveis, a ANEEL manteve a metodologia atual atualizando a base de dados (com a adoção de 4 anos, 2017 a 2020). A metodologia continua levando em consideração o ranking de complexidade sócio econômica, que foi atualizado nesta revisão da metodologia de perdas não técnicas.

1.1.1.3. Medidas associadas à Covid-19

Restrições operacionais temporárias para distribuidoras

Foi publicada em 26 de março a Resolução Normativa ANEEL nº 928/2021, impondo restrições operacionais para preservar a segurança do atendimento aos consumidores devido à pandemia. As principais medidas adotadas foram a vedação da suspensão do fornecimento para determinados grupos de consumidores (residencial baixa renda, usuários de equipamentos vitais, entre outros), a suspensão do prazo não agemal para corte do fornecimento (todos os consumidores), e a postergação do pagamento pelas distribuidoras das compensações por violação dos limites de continuidade individuais e de conformidade de tensão. A resolução, que tinha vigência inicial até 30 de junho, foi prorrogada até 30 de setembro por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 936/2021, de 15 de junho.

Reequilíbrio das distribuidoras

Foi divulgada em 23 de novembro a Resolução Normativa ANEEL nº 952/2021, que trata da correção dos desequilíbrios econômicos decorrentes da pandemia, do estabelecimento da metodologia de cálculo da sobrecontratação involuntária resultante da redução de carga durante a crise sanitária e da definição dos critérios para ressarcimento aos consumidores de custos associados à operação de crédito da Conta-Covid em 2020.

1.1.1.4. Medidas associadas à Crise Hídrica

Criação da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG) – Jun/21

A Medida Provisória nº 1.055 instituiu a CREG, que teve como competência a definição das diretrizes obrigatórias relativas ao estabelecimento de condições excepcionais e temporárias para a operação dos reservatórios das usinas hidrelétricas do País, envolvendo definições para limites de uso, armazenamento e vazão, preservando as competências dos órgãos e entidades responsáveis pela implementação das diretrizes. A vigência da CREG foi até 30/12/2021.

Programa de Resposta à Demanda – ago/21

O programa já existe desde 2017, mas em agosto de 2021 o MME o instituiu para unidades consumidoras do SIN, de forma a recompensar os cidadãos que reduzirem em até 10% o consumo, com um bônus de R\$ 50 para cada 100 kWh economizados. O programa teve duração até dezembro de 2021 e foi válido para aqueles que reduziram o consumo entre 10% e 20%.

Bandeira Tarifária de Escassez Hídrica – set/21

Criada para custear com recursos da bandeira tarifária os custos excepcionais do acionamento de usinas térmicas e da importação de energia, a bandeira Escassez Hídrica foi estabelecida em R\$14,20 a cada 100 kWh consumidos e passou a valer para todos os consumidores de setembro/21 a abril/22, com exceção dos beneficiários da tarifa social.

1.1.1.5. Liberalização do Mercado

Em dez/19, foi publicada pelo Ministério de Minas e Energia

4.1.1.2. Evolução do Mercado

A energia distribuída (cativo + livre) foi 17.209 GWh no 4T21 (+3,8% vs. 4T20) e de 66.257 GWh no ano (+6,2% vs. 2020). Desconsiderando a energia distribuída pela Neoenergia Brasília em 2020, quando ainda não estava sob a gestão do Grupo Neoenergia, a variação foi de +15,6% vs. 4T20 e +16,2% vs. 2020. O aumento é explicado pela maior base de clientes (+2,3%) e pela retomada do mercado nas áreas de concessão.

Vale destacar o efeito da REN 863/2019, impactando o não faturado no 4T20 em 826 GWh, diminuindo a energia distribuída no 4T20, sem impacto no resultado econômico. Os valores de energia distribuída por tipo de cliente são apresentados na tabela abaixo:

Energia Distribuída (GWh)	NEOENERGIA COELBA			NEOENERGIA PERNAMBUCO			NEOENERGIA COSERN			NEOENERGIA ELEKTRO			NEOENERGIA BRASÍLIA			CONSOLIDADO		
	4T21	4T20	%	4T21	4T20	%	4T21	4T20	%	4T21	4T20	%	4T21	4T20	%	4T21	4T20	%
Residencial	1.915	1.926	(0,6%)	1.412	1.392	1,4%	611	602	1,5%	1.293	1.360	(4,9%)	619	626	(1,1%)	5.850	5.906	(0,9%)
Industrial	236	229	3,1%	122	113	8,0%	55	56	(1,8%)	314	330	(4,8%)	15	15	-	741	743	(0,3%)
Comercial	749	680	10,1%	555	501	10,8%	222	194	14,4%	543	551	(1,5%)	402	386	4,1%	2.471	2.314	6,8%
Rural	558	473	18,0%	183	165	10,9%	144	126	14,3%	281	318	(11,6%)	40	34	17,6%	1.206	1.115	8,2%
Outros	650	583	11,5%	478	404	18,3%	156	153	2,0%	323	338	(4,4%)	295	312	(5,4%)	1.901	1.789	6,3%
Total Energia Distribuída (cativo)	4.108	3.891	5,6%	2.750	2.574	6,8%	1.187	1.130	5,0%	2.753	2.898	(5,0%)	1.371	1.373	(0,1%)	12.169	11.866	2,6%
Mercado Livre + Suprimento	1.279	1.180	8,4%	1.060	990	7,1%	370	328	12,8%	2.018	1.893	6,6%	312	322	(3,1%)	5.039	4.713	6,9%
Total Energia Distribuída (cativo + livre)	5.387	5.071	6,2%	3.810	3.564	6,9%	1.557	1.458	6,8%	4.771	4.791	(0,4%)	1.683	1.695	(0,7%)	17.208	16.579	3,8%

Energia Distribuída (GWh)	NEOENERGIA COELBA			NEOENERGIA PERNAMBUCO			NEOENERGIA COSERN			NEOENERGIA ELEKTRO			NEOENERGIA BRASÍLIA			CONSOLIDADO		
	2021	2020	%	2021	2020	%	2021	2020	%	2021	2020	%	2021	2020	%	2021	2020	%
Residencial	7.614	7.446	2,3%	5.454	5.413	0,8%	2.439	2.365	3,1%	5.159	5.099	1,2%	2.049	2.001	2,4%	22.714	22.324	1,7%
Industrial	985	1.096	(10,1%)	500	502	(0,4%)	235	246	(4,5%)	1.222	1.219	0,2%	53	53	-	2.995	3.115	(3,9%)
Comercial	2.878	2.768	4,0%	2.119	2.062	2,8%	854	803	6,4%	2.078	2.074	0,2%	1.248	1.195	4,4%	9.177	8.903	3,1%
Rural	2.328	1.913	21,7%	678	618	9,7%	476	406	17,2%	1.133	1.115	1,6%	133	116	14,7%	4.748	4.168	13,9%
Outros	2.549	2.444	4,3%	1.863	1.711	8,9%	604	679	(11,0%)	1.292	1.370	(5,7%)	1.024	1.009	1,5%	7.331	7.212	1,7%
Total Energia Distribuída (cativo)	16.355	15.667	4,4%	10.614	10.307	3,0%	4.607	4.499	2,4%	10.883	10.875	0,1%	4.507	4.375	3,0%	46.966	45.723	2,7%
Mercado Livre + Suprimento	4.909	4.305	14,0%	3.994	3.515	13,6%	1.425	1.134	25,7%	7.832	6.727	16,4%	1.131	966	17,1%	19.291	16.647	15,9%
Total Energia Distribuída (cativo + livre)	21.264	19.972	6,5%	14.608	13.822	5,7%	6.032	5.633	7,1%	18.715	17.602	6,3%	5.638	5.341	5,6%	66.257	62.370	6,2%

NOTA: Neoenergia Brasília considera os dados desde 02/03/21, quando da sua incorporação. Meramente para efeito comparativo, para 2020 considera-se também valores acumulados a partir de 02/03/20.

No 4T21, o consumo residencial apresentou redução em três das cinco distribuidoras, em função das menores temperaturas e maiores chuvas, consolidando 5.850 GWh, volume em linha com o registrado no 4T20. No ano, o aumento consolidado foi de 1,7% em razão do maior número de clientes e pela recuperação do mercado. Desconsiderado o consumo residencial da Neoenergia Brasília em 2020, o crescimento foi de 10,8% vs. 4T20 e 11,8% vs. 2020.

O consumo da classe industrial cativa ficou em linha no trimestre e reduziu 3,9% no 2021 vs. 2020. Quando analisamos esse grupo juntamente com o mercado livre, houve aumento de 6,9% no 4T21 e 12,8% no 2021, influenciado pelo retorno das atividades econômicas. Desconsiderado o consumo da classe industrial + livre da Neoenergia Brasília pré-incorporação, o aumento foi de 12,9% vs. 4T20 e de 18,9% vs. 2020. O impacto da Resolução 863 deu-se, basicamente, neste segmento no 4T20.

A classe comercial cativa cresceu 6,8% no 4T21 e 3,1% vs. 2020, confirmando o retorno das atividades econômicas. Desconsiderado o consumo da classe em 2020 da Neoenergia Brasília, o aumento foi de 28,8% vs. 4T20 e de 19,1% vs. 2020.

A classe rural apresentou aumento de 8,2% vs. 4T20 e 13,9% vs. 2020, com crescimento em todas as distribuidoras em função do aumento do agronegócio e maior demanda de irrigação.

As outras classes apresentaram consumo 6,3% maior em comparação ao 4T20 explicado pelo retorno das atividades presenciais e no ano ficou em linha. Desconsiderando a Neoenergia Brasília em 2020, observou-se aumento de 28,7% vs. 4T20 e 18,2% vs. 2020.

4.1.1.3. Balanço Energético

A energia injetada no 4T21 foi de 19.710 GWh (-1,4% vs. 4T20), por menores temperaturas e maiores chuvas, e 75.814 GWh em 2021 (+3,7% vs. 2020). Desconsiderando a Neoenergia Brasília em 2020, o crescimento foi de +9,5% vs. 4T20 e 13,4% vs. 2020.

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	4T21	4T20	4T21 x 4T20		2021	2020	2021 x 2020		BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)		4T21	4T20	4T21 x 4T20		2021	2020	2021 x 2020	
			Dif	%			Dif	%	Dif	%			Dif	%				
CONSOLIDADO																		
Mercado Cativo	12.169	11.866	303	2,6%	46.966	45.723	1.243	2,7%	Mercado Cativo	1.187	1.130	57	5,0%	4.607	4.499	108	2,4%	
Mercado Livre + Suprimento	5.040	4.713	326	6,9%	19.291	16.647	2.644	15,9%	Mercado Livre + Suprimento	370	328	42	12,8%	1.425	1.134	291	25,7%	
Energia Distribuída (A)	17.209	16.579	630	3,8%	66.257	62.370	3.887	6,2%	Energia Distribuída (A)	1.557	1.458	99	6,8%	6.032	5.633	399	7,1%	
Energia Perdida (B)	2.460	2.589	(130)	(5,0%)	9.611	9.647	(36)	(0,4%)	Energia Perdida (B)	177	181	(4)	(2,2%)	655	618	36	6,0%	
Não Faturado (C)	42	826	(784)	(94,9%)	(54)	1.087	(1.141)	(105,0%)	Não Faturado (C)	37	110	(74)	(66,4%)	(0)	99	(99)	(100,0%)	
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	19.711	19.995	(284)	(1,4%)	75.814	73.103	2.711	3,7%	Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	1.771	1.750	21	1,2%	6.686	6.350	336	5,3%	
NEOENERGIA COELBA																		
Mercado Cativo	4.108	3.891	217	5,6%	16.355	15.667	688	4,4%	Mercado Cativo	2.753	2.898	(145)	(5,0%)	10.883	10.875	8	0,1%	
Mercado Livre + Suprimento	1.279	1.180	99	8,4%	4.909	4.305	604	14,0%	Mercado Livre + Suprimento	2.018	1.893	125	6,6%	7.832	6.727	1.105	16,4%	
Energia Distribuída (A)	5.387	5.071	316	6,2%	21.264	19.972	1.292	6,5%	Energia Distribuída (A)	4.771	4.791	(20)	(0,4%)	18.715	17.602	1.113	6,3%	
Energia Perdida (B)	935	931	4	0,4%	3.847	3.659	189	5,1%	Energia Perdida (B)	325	369	(44)	(11,9%)	1.301	1.384	(82)	(6,0%)	
Não Faturado (C)	(73)	422	(495)	(117,3%)	(162)	497	(659)	(132,6%)	Não Faturado (C)	(17)	33	(50)	(151,5%)	60	163	(103)	(63,2%)	
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	6.249	6.424	(175)	(2,7%)	24.949	24.127	822	3,4%	Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	5.079	5.193	(114)	(2,2%)	20.076	19.148	928	4,8%	
NEOENERGIA PERNAMBUCO																		
Mercado Cativo	2.750	2.574	176	6,8%	10.614	10.307	307	3,0%	Mercado Cativo	1.371	1.373	(2)	(0,1%)	4.507	4.375	132	3,0%	
Mercado Livre + Suprimento	1.060	990	70	7,1%	3.994	3.515	479	13,6%	Mercado Livre + Suprimento	313	322	(9)	(2,8%)	1.131	966	165	17,1%	
Energia Distribuída (A)	3.810	3.564	246	6,9%	14.608	13.822	786	5,7%	Energia Distribuída (A)	1.684	1.695	(11)	(0,6%)	5.638	5.341	297	5,6%	
Energia Perdida (B)	800	829	(29)	(3,5%)	3.045	3.106	(62)	(2,0%)	Energia Perdida (B)	222	280	(57)	(20,7%)	763	880	(117)	(13,3%)	
Não Faturado (C)	69	249	(179)	(72,3%)	(25)	307	(332)	(108,1%)	Não Faturado (C)	26	12	14	116,7%	74	22	52	236,4%	
Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	4.679	4.641	38	0,8%	17.628	17.235	393	2,3%	Energia Injetada (D) = (A) + (B) + (C)	1.933	1.987	(54)	(2,7%)	6.475	6.243	232	3,7%	

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 (%)															Aneel 21
	Perda Técnica					Perda Não Técnica					Perda Total					
	4T20	1T21	2T21	3T21	4T21	4T20	1T21	2T21	3T21	4T21	4T20	1T21	2T21	3T21	4T21	
NEOENERGIA COELBA	10,59%	10,68%	10,69%	10,70%	10,63%	4,75%	4,32%	4,16%	4,12%	4,14%	15,34%	15,00%	14,85%	14,82%	14,77%	14,26%
NEOENERGIA PERNAMBUCO	8,05%	7,98%	7,89%	8,01%	8,20%	10,11%	9,43%	9,07%	8,73%	8,93%	18,16%	17,41%	16,96%	16,74%	17,13%	15,18%
NEOENERGIA COSERN	8,44%	8,54%	8,51%	8,48%	8,39%	1,39%	0,77%	1,04%	1,10%	1,39%	9,83%	9,31%	9,55%	9,58%	9,78%	10,74%
NEOENERGIA ELEKTRO	5,73%	5,71%	5,79%	5,92%	5,95%	1,46%	1,45%	0,99%	0,24%	0,59%	7,19%	7,16%	6,78%	6,16%	6,55%	8,02%
NEOENERGIA BRASÍLIA	7,76%	7,47%	7,72%	7,63%	7,48%	6,36%	6,56%	6,14%	5,43%	5,25%	14,12%	14,03%	13,86%	13,06%	12,73%	11,63%

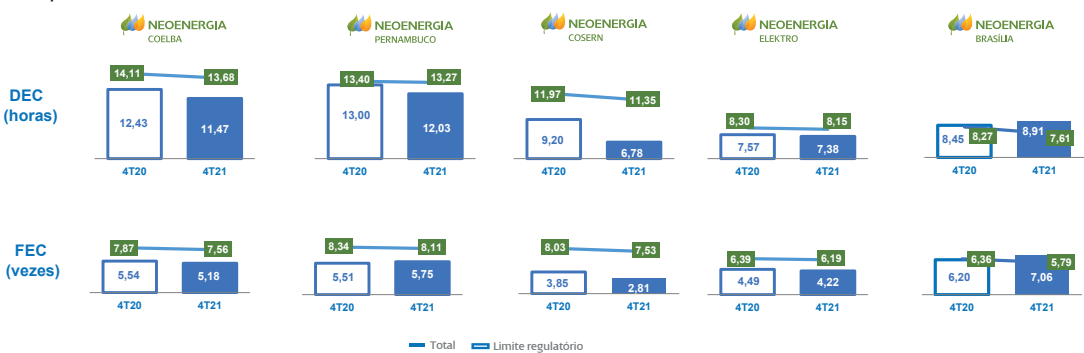
DISTRIBUIDORAS	Perdas 12 meses (%)															Aneel 21
	Perda Técnica					Perda Não Técnica					Perda Total					
	4T20	1T21	2T21	3T21	4T21	4T20	1T21	2T21	3T21	4T21	4T20	1T21	2T21	3T21	4T21	
NEOENERGIA COELBA	2,556	2,589	2,656	2,688	2,652	1,146	1,049	1,034	1,034	1,033	3,702	3,638	3,690	3,722	3,685	3,532
NEOENERGIA PERNAMBUCO	1,388	1,375	1,379	1,409	1,446	1,742	1,625	1,585	1,536	1,574	3,130	3,000	2,964	2,945	3,020	2,615
NEOENERGIA COSERN	536	546	559	565	561	88	50	68	73	93	624	596	627	638	654	724
NEOENERGIA ELEKTRO	1,096	1,110	1,163	1,196	1,195	281	283	199	49	119	1,377	1,393	1,362	1,245	1,314	1,631
NEOENERGIA BRASÍLIA	583	564	593	592	577	472	489	473	421	404	1,055	1,053	1,066	1,013	981	881

NOTA: Devido ao fato de o prazo de apuração do indicador de perdas de dezembro de 2021 ser posterior ao período de divulgação deste relatório, os dados apresentados são estimados. O indicador de dezembro de 2020 foi ajustado para a apuração definitiva.

As perdas totais seguem com trajetória de queda nos últimos 12 meses e recuaram em todas as cinco distribuidoras em comparação ao 4T20. A Neoenergia segue em busca dos patamares regulatórios. Destaque para a Neoenergia Coelba que apresentou perdas totais 12 meses no 4T21 de 14,77%, quinto trimestre seguido de redução no índice, se aproximando do patamar regulatório de 14,26%, fruto da intensificação das ações do plano de redução de perdas. Na Neoenergia Pernambuco, as perdas totais 12 meses encerraram o 4T21 em 17,13%, um pouco acima do observado no 3T21, mas abaixo do 4T20. A Neoenergia Pernambuco segue em busca do patamar regulatório de 15,48%. Já as perdas totais 12 meses no 4T21

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. Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco, Neoenergia Cosern e Neoenergia Elektro estão abaixo do limite regulatório tanto para o DEC quanto para o FEC.



NOTA: Devido ao fato de o prazo de apuração dos indicadores de qualidade de dezembro de 2021 ser posterior ao período de divulgação deste relatório, os dados apresentados são estimados. Os indicadores de dezembro de 2020 foram ajustados para a apuração definitiva.

4.1.2. Transmissoras

4.1.2.1. Ativos de Transmissão em operação

No 4T21, estavam em operação oito ativos de transmissão (Afluente T, Naranidiba, Potiguar Sul, Atibaia, Biguaçu, Sobral, Dourados e Santa Luzia).

Leilão de Dez/2017

Em janeiro de 2022, também entrou em operação comercial a linha de Jalapão (lote 4 do Leilão de dez/17). A linha, LT 500 kV Miracema - Gilbués II - Barreiras II, conta com 728 km de extensão, é a maior linha em operação da Neoenergia, passando pelos estados de Tocantins, Maranhão, Piauí e Bahia. O Lote de Jalapão conta com uma RAP anualizada total de R\$ 149 milhões e foi entregue com antecipação de 15 meses e um *saving* de Capex 34%, ambos em relação ao estimado pela ANEEL. Com esta entrega, a Neoenergia finalizou a entrega de todos os projetos arrematados no Leilão de Dezembro de 2017 com antecipação média de 15,6 meses em relação ao prazo ANEEL e *saving* de Capex de 33% em relação ao estimado originalmente pelo Regulador.

Leilão	Lote	Nome	Localização	Extensão (Km)	Subestação	RAP ² (R\$ MM)	Entrada em Operação	Taxa de Disponibilidade da Linha (%)
-	-	Afluente T	BA	489	3 subestações	40	1990	2019 99,88 / 2020 99,97 / 2021 99,96
Leilão Jun/08	E	Naranidiba ¹	BA	-	1 subestação	10	Jun/11	99,94 99,97 99,99
Leilão Jun/11	G	Extremoz II ²	BA	-	1 subestação	3	Set/14	100,00 100,00 99,99
Leilão Mai/12	D	Brumado II ³	RN	-	1 subestação	2	Jul/15	99,94 99,97 99,99
Leilão Jan/13	G	Potiguar Sul	RN / PB	190	-	26	Nov/16	99,68 99,93 100,00
Leilão Abr/17	4	Dourados	MS	581	1 subestação	73	Ago/21	- - 100,00
	20	Atibaia	MS	-	1 subestação	15	Dez/19	- 99,99 100,00
	22	Biguaçu	SC	-	1 subestação	15	Jul/20	- 100,00 100,00
	27	Sobral	CE	-	1 subestação	14	Jan/20	- 100,00 100,00
Leilão Dez/17	6	Santa Luzia	CE/PB	345	1 subestação	63	Nov/21	- - 100,00
	4	Jalapão	BA/TO/PI/MA	728	-	149	Jan/22	- - -

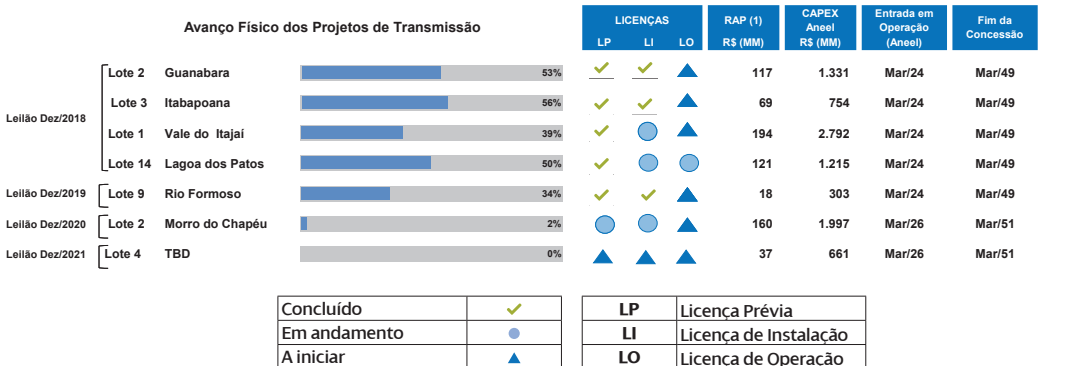
NOTA 1: Afluente T foi oriundo do processo de desverticalização da Coelba

² Naranidiba é formada por 3 subestações: SE Naranidiba, SE Extremoz II e SE Brumado II

³ RAP homologada (2020-21), exceto para os trechos lotes dos leilões de Abril/17 e Dez/17, cuja RAP é a efetivamente liberada a partir da entrada em operação.

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 três anos, as transmissoras do grupo estiveram com disponibilidade acima do limite superior definido pelo ONS.

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



(1) RAP do Leilão

NOTA: Evolução em 13 de janeiro de 2022.

Os projetos de construção dos lotes de transmissão obtidos nos leilões de dez/18 e dez/19 seguem com avançando.

Leilão de Dezembro/2018:

- Lote 1 (Vale do Itajaí) – LI's emitidas para todas as subestações e linhas de transmissão, exceto para LT Areia-Joinville Sul. Aguardando a emissão da ASV (Autorização de Supressão de Vegetação). Obras iniciadas.
- Lote 2 (Guanabara) – LI e ASV emitidas.
- Lote 3 (Itabapoana) – LI e ASV emitidas.
- Lote 14 (Lagoa dos Patos) – fase final de comissionamento das duas subestações (SE Marmeleiros-2 e SE Livramento-3). Obtenção da LI para SE Santa Maria 3. Obras das LT Sta. Maria – Livramento e LT Povo Novo – Gualaib 3 em andamento.

Leilão de Dezembro/2019:

- Lote 9 (Rio Formoso) – Obras em andamento.

Leilão de Dezembro/2020:

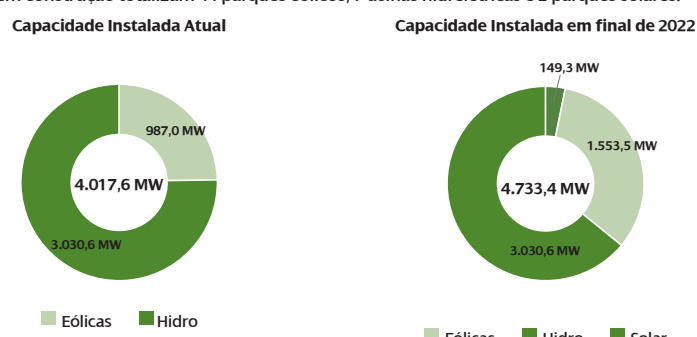
- Lote 2 (Morro do Chapéu) – LP emitida para a SE Medeiros Neto II e para o trecho Medeiros Neto II – Teixeira de Freitas II; equipamentos de pátio e compensador síncrono já contratados.

Leilão de Dezembro/2021:

No Leilão de Transmissão nº 02/2021, a Neoenergia arrematou o lote 4, que compreende a instalação de 3 equipamentos do tipo Compensador Síncrono na subestação Estreito, localizada no Estado de Minas Gerais. O Lote conta com RAP de R\$ 37,1 milhões e Capex estimado de R\$ 661 milhões. A Neoenergia já efetuou a aquisição dos equipamentos para o projeto, superando o *saving* estimado para o Capex em seu plano de negócios, da mesma forma foi efetuado hedge para proteção de variações de moedas ou commodities.

4.2. Renováveis

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



4.2.1. Parques Eólicos

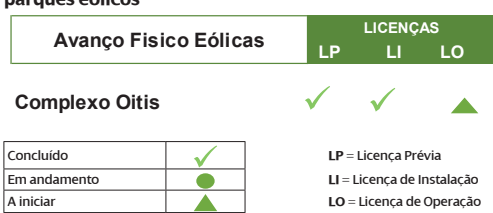
A Companhia encerrou 2021 com 32 parques eólicos em operação, com capacidade instalada de 949 MW.

O portfólio de ativos eólicos totalizará 1,6 GW em 2022, dos quais 51% estará destinado 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)	Fim da Concessão
EOL Caetité 1	100%	BA	Caetité	30,0	13,0	28/10/2042
EOL Caetité 2	100%	BA	Caetité	30,0	14,7	06/02/2046
EOL Caetité 3	100%	BA	Caetité	30,0	11,2	23/02/2046
EOL Calango 1	100%	RN	Bodó e Santana do Mato	30,0	13,9	27/04/2046
EOL Calango 3	100%	RN	Bodó, Santana do Mato e Lagoa Nova	30,0	13,9	29/05/2046
EOL Rio do Fogo (ENERBRASIL)	100%	RN	Rio do Fogo	49,3	17,9	18/12/2031
EOL Arizona 1	100%	RN	Rio do Fogo	28,0	12,9	03/03/2046
EOL Mel 2	100%	RN	Areia Branca	20,0	8,8	27/02/2046
EOL Calango 6	100%	RN	Bodó e Cerro Corá	30,0	18,5	19/11/2049
EOL Santana 1	100%	RN	Bodó, Lagoa Nova e Cerro Corá	30,0	17,3	13/11/2049
EOL Santana 2	100%	RN	Bodó e Lagoa Nova	24,0	13,1	13/11/2049
EOL Calango 2	100%	RN	Bodó	30,0	12,8	08/05/2046
EOL Calango 4	100%	RN	Bodó	30,0	13,5	18/05/2046
EOL Calango 5	100%	RN	Bodó	30,0	13,7	01/06/2046
EOL Canoas	100%	PB	São José do Sabugi e Junco do Seridó	31,5	17,7	03/08/2050
EOL Lagoa 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31,5	17,5	03/08/2050
EOL Lagoa 1	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31,5	18,7	03/08/2050
CHAFARIZ 1	100%	PB	Santa Luzia	34,7	18,2	20/06/2053
CHAFARIZ 2	100%	PB	Santa Luzia	34,7	17,4	20/06/2053
CHAFARIZ 3	100%	PB	Santa Luzia	34,7	18,2	20/06/2053
CHAFARIZ 4	100%	PB	Santa Luzia e Areia de Baraúnas	34,7	17,8	04/02/2054
CHAFARIZ 5	100%	PB	Santa Luzia	34,7	16,6	04/02/2054
CHAFARIZ 6	100%	PB	Santa Luzia	31,2	15,2	20/06/2053
CHAFARIZ 7	100%	PB	Santa Luzia	34,7	18,3	20/06/2053
LAGOA 3	100%	PB	São José do Sabugi	34,7	17,2	25/06/2053
LAGOA 4	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	20,8	10,2	25/06/2053
CANOAS 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34,7	16,3	25/06/2053
CANOAS 3	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34,7	16,8	04/02/2054
CANOAS 4	100%	PB	São José do Sabugi	34,7	16,5	25/06/2053
VENTOS DE ARAPUÁ 1	100%	PB	Areia de Baraúnas	24,3	11,6	04/02/2054
VENTOS DE ARAPUÁ 2	100%	PB	Areia de Baraúnas, São Mamede e Santa Luzia	34,7	17,2	04/02/2054
VENTOS DE ARAPUÁ 3	100%	PB	Areia de Baraúnas e São Mamede	13,9	5,8	04/02/2054

Destaque para entrada de mais 249 MW do Complexo de Chafariz no 4T21, que se somou aos 184 MW que já haviam sido entregues no 3T21, impulsionando a geração eólica, que foi de 758 GWh (+35,35% vs. 4T20). No ano, a geração foi de 2.313 GWh, +23,16% acima de 2020, devido a maior recurso eólico. A disponibilidade no trimestre foi acima de 97%, conforme programado.

4.2.1.1. Evolução da construção dos parques eólicos



O Complexo Chafariz foi concluído, totalizando os 471 MW de capacidade instalada. Ao todo, o Complexo contou com Capex de R\$2,1 bilhões (aproximadamente R\$4,5 MM/MW), em linha com o previsto originalmente e com significativa antecipação em relação ao plano de negócios. Todos os parques do Complexo Oitís obtiveram licença de instalação entre novembro e dezembro de 2020, permitindo assim iniciar os procedimentos de mobilização das obras do Complexo, com 3 meses de antecipação em relação ao Plano de Negócios. Em dezembro de 2021, todas as 103 fundações dos aerogeradores foram concluídas e iniciou-se a montagem dos primeiros aerogeradores. 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. A expectativa de entrada em operação do Complexo é para o 1º semestre de 2022.

4.2.1.2. Parques Solares

Neoenergia anunciou em dezembro de 2020 o projeto solar Luzia, na Paraíba, que compreende 149MWdc e 100MW 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 e já possui Licença de Instalação, autorizações do IPHAN bem como enquadramento no REIDI. As obras iniciaram em maio de 2021 e a expectativa de entrada em operação é para o 2º semestre de 2022.

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 Autorização	Fim da Concessão	Extensão pelo GSF (dias)	Novo prazo de concessão
UHE Itapebi	100%	BA	Rio Jequitinhonha	462,0	209,1	28/05/1999	31/08/2035	1.353	15/05/2039
UHE Corumbá III	70%	GO	Rio Corumbá	96,5	49,3	07/11/2001	14/02/2037	1.163	22/04/2040
UHE Baguari I	51%	MG	Rio Doce	140,0	84,7	15/08/2006	14/08/2041	1.678	19/03/2046
UHE Dardanelos - Aguas da Pedra	51%	MT	Rio Aripuanã	261,0	154,9	03/07/2007	02/01/2043	2.148	19/11/2048
Teles Pires	51%	MT / PA	Rio Teles Pires	1.819,8	930,7	07/06/2011	06/06/2046	235	27/01/2047
Belo Monte	10%	PA	Rio Xingu	11.233,1	4.571,0	26/08/2010	25/08/2045	319	10/07/2046
Baixo Iguaçu - Geração Céu Azul	70%	PR	Rio Iguaçu	350,2	172,4	20/08/2012	30/10/2049	34	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

4.3. Liberalizado

4.3.1. Termopernambuco

A Termopernambuco é uma térmica inserida no PPT (Programa Prioritário de Térmicas). Possui PPAs com Coelba (65MW) e Celpe (390MW) com duração até 2024, que garantem a receita da usina. Tem capacidade instalada de 533 MW e energia assegurada de 504 MW, sua autorização vence em 2030. Adicionalmente, 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 4T21 houve uma geração de energia 31,97% inferior ao mesmo período de 2020, atingindo 700 GWh (vs. 1.029 GWh no 4T20). Essa variação é explicada pelo menor fornecimento de gás, cujo efeito no resultado é compensado pela compra de energia a PLD inferior ao custo variável unitário, para suprir seus contratos de venda.

Em 2021 houve uma geração de energia 33,92% vs. 2020, chegando a 3.194 GWh explicada pelo maior despacho em virtude da crise hidrológica do país no segundo semestre de 2021.

5. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

5.1. Consolidado

DRE CONSOLIDADO (R\$ MM)	4T21	4T20	Variação		2021	2020	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Operacional Líquida (1)	11.388	10.002	1.386	14%	41.120	31.138	9.982	32%
Custos Com Energia (2)	(7.801)	(7.246)	(555)	8%	(28.553)	(21.461)	(7.092)	33%
Margem Bruta s/VNR	3.587	2.756	831	30%	12.567	9.677	2.890	30%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	424	404	20	5%	1.579	549	1.030	188%
MARGEM BRUTA	4.011	3.160	851	27%	14.146	10.226	3.920	38%
Despesa Operacional	(1.013)	(996)	(17)	2%	(3.526)	(3.218)	(308)	10%
PECLD	(104)	(35)	(69)	197%	(350)	(456)	106	(23%)
Aj. a Valor Justo	(482)	-	(482)	-	(482)	-	(482)	-
(+) Equivalência Patrimonial	(1)	(28)	27	(96%)	68	(56)	124	(221%)
EBITDA	2.411	2.101	310	15%	9.856	6.496	3.360	52%
Depreciação	(531)	(430)	(101)	23%	(1.984)	(1.618)	(366)	23%
Resultado Financeiro	(909)	(350)	(559)	160%	(2.283)	(1.030)	(1.253)	122%
IR/CS	(310)	(292)	(18)	6%	(1.523)	(943)	(580)	62%

5.2.2. NEOENERGIA PERNAMBUCO

DRE (R\$ MM)	4T21	4T20	Variação		2021	2020	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	2.075	2.138	(63)	(3%)	7.998	6.689	1.309	20%
Custos com Energia	(1.629)	(1.721)	92	(5%)	(6.280)	(5.107)	(1.173)	23%
Margem Bruta s/ VNR	446	417	29	7%	1.718	1.582	136	9%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	91	77	14	18%	406	104	302	290%
Margem Bruta	537	494	43	9%	2.124	1.686	438	26%
Despesa Operacional	(195)	(207)	12	(6%)	(670)	(693)	23	(3%)
PECLD	(47)	(14)	(33)	236%	(167)	(171)	4	(2%)
EBITDA	295	273	22	8%	1.287	822	465	57%
Depreciação	(93)	(77)	(16)	21%	(342)	(288)	(54)	19%
Resultado Financeiro	(176)	(96)	(80)	83%	(439)	(251)	(188)	75%
IR CS	(3)	(21)	18	(86%)	(130)	(66)	(64)	97%
LUCRO LÍQUIDO	23	79	(56)	(71%)	376	217	159	73%

A Neoenergia Pernambuco encerrou o 4T21 com Margem Bruta de R\$ 537 milhões (+9% vs. 4T20), impulsionada pela retomada da economia, reajuste tarifário médio de 8,99% em abril/21 e pelo aumento da base de clientes. No acumulado, a Margem Bruta foi de R\$ 2.124 milhões (+26% vs. 2020), explicada pela retomada da economia, reajustes tarifários de 2020 e 2021, aumento da base de cliente e pelo maior VNR (+R\$ 302 milhões), explicado pelo maior IPCA no período.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 195 milhões no 4T21 (-6% vs. 4T20) e R\$ 670 milhões em 2021 (-3% vs. 2020), absorvendo a inflação, o crescimento de clientes e o maior headcount, confirmando a disciplina de custos e a busca por eficiências.

No trimestre, a PECLD totalizou R\$ 47 milhões, R\$ 33 milhões acima do mesmo período do ano anterior, em razão de reversões ocorridas no 4T20 devido à retomada dos cortes. Já em 2021 foi de R\$ 167 milhões, em linha com 2020. Importante frisar que a relação PECLD/ROB caiu de 2,53% em 2020 para 1,99% em 2021, comprovando a melhor performance do combate à inadimplência.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no trimestre foi de R\$ 295 milhões, incremento de 8% vs. 4T20. No acumulado, o EBITDA foi de R\$ 1.287 milhões, +57% vs. 2020.

O Lucro Líquido foi de R\$ 23 milhões no 4T21 (-R\$ 56 milhões vs. 4T20) e de R\$ 376 milhões em 2021 (+R\$ 159 milhões vs. 2020).

5.2.3. NEOENERGIA COSERN

DRE COSERN (R\$ MM)	4T21	4T20	Variação		2021	2020	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	894	792	102	13%	3.414	2.697	717	27%
Custos com Energia	(621)	(606)	(15)	2%	(2.464)	(1.926)	(538)	28%
Margem Bruta s/ VNR	273	186	87	47%	950	771	179	23%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	44	43	1	2%	152	57	95	167%
Margem Bruta	317	229	88	38%	1.102	828	274	33%
Despesa Operacional	(72)	(72)	-	-	(244)	(252)	8	(3%)
PECLD	(3)	2	(5)	(250%)	(7)	(3)	(4)	133%
EBITDA	242	159	83	52%	851	573	278	49%
Depreciação	(36)	(28)	(8)	29%	(131)	(105)	(26)	25%
Resultado Financeiro	(34)	(18)	(16)	89%	(69)	(55)	(14)	25%
IR CS	(26)	(14)	(12)	86%	(118)	(71)	(47)	66%
LUCRO LÍQUIDO	146	99	47	47%	533	342	191	56%

A Neoenergia Cosern encerrou o 4T21 com Margem Bruta de R\$ 317 milhões, +38% vs. 4T20, devido ao aumento médio de 8,96% do reajuste tarifário de abril/21, aumento da base de clientes e pela retomada da economia. Em 2021, a Margem Bruta ficou em 33% acima do apurado em 2020, chegando a R\$ 1.102 milhões pelos mesmos motivos citados anteriormente e pelos reajustes tarifários de 2020 e 2021, além do maior VNR (+R\$ 95 milhões), explicado pelo maior IPCA no período.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 72 milhões no 4T21 em linha com o mesmo período do ano anterior e R\$ 244 milhões em 2021 (-3% vs. 2020), absorvendo tanto a inflação, quanto o crescimento da base de clientes, confirmando a contínua busca por eficiências.

A PECLD totalizou R\$ 3 milhões no 4T21 (-R\$ 5 milhões vs. 4T20) e em 2021 foi de R\$ 7 milhões (-R\$ 4 milhões vs. 2020), demonstrando a boa performance da arrecadação da concessionária.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no 4T21 foi de R\$ 242 milhões, incremento de 52% vs. 4T20 e em 2021 foi de R\$ 851 milhões, R\$ 278 milhões acima de 2020.

Já o Lucro Líquido foi de R\$ 146 milhões no 4T21 (+47% vs. 4T20) e de R\$ 533 milhões no acumulado (+56% vs. 2020).

5.2.4. NEOENERGIA ELEKTRO

DRE (R\$ MM)	4T21	4T20	Variação		2021	2020	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	2.269	1.954	315	16%	8.117	6.654	1.463	22%
Custos com Energia	(1.609)	(1.497)	(112)	7%	(6.096)	(4.914)	(1.182)	24%
Margem Bruta s/ VNR	660	457	203	44%	2.021	1.740	281	16%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	85	80	5	6%	281	108	173	160%
Margem Bruta	745	537	208	39%	2.302	1.848	454	25%
Despesa Operacional	(138)	(157)	19	(12%)	(514)	(524)	10	(2%)
PECLD	(30)	(8)	(22)	275%	(90)	(136)	46	(34%)
EBITDA	577	372	205	55%	1.698	1.188	510	43%
Depreciação	(73)	(62)	(11)	18%	(297)	(238)	(59)	25%
Resultado Financeiro	(119)	(36)	(83)	231%	(244)	(123)	(121)	98%
IR CS	(99)	(49)	(50)	102%	(335)	(235)	(100)	43%
LUCRO LÍQUIDO	286	225	61	27%	822	592	230	39%

A Neoenergia Elektro encerrou o 4T21 com Margem Bruta de R\$ 745 milhões (+39% vs. 4T20) impulsionada pelo reajuste tarifário médio de 11,49% em agosto/21 e de número de clientes. No acumulado, a Margem Bruta foi de R\$ 2.302 milhões (+25%), explicada pelos reajustes de 2020 e 2021, pelo maior VNR (+R\$ 173 milhões), dado maior IPCA do período e retomada do mercado na área de concessão.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 138 milhões no 4T21 (-12% vs. 4T20), com ganho de eficiência na absorção de inflação, crescimento de clientes e primarização das atividades operacionais. Já no acumulado foi de R\$ 514 milhões, -2% vs. 2020. Vale ressaltar o evento no 1T20 positivo e não recorrente, da ordem de R\$ 22 milhões por conta da contratação de seguro contra acidentes fatais em serviço que permitiu reverter tal montante da reserva matemática que o fundo de pensão da empresa possuía. Desconsiderando esse não recorrente do 1T20, o patamar de despesas da Neoenergia Elektro no 2021 apresenta redução de 6%.

No trimestre, a PECLD totalizou R\$ 30 milhões, R\$ 22 milhões maior que o 4T20, influenciado pelas reversões ocorridas no 4T20 após a retomada dos cortes autorizados pela ANEEL. Em 2021 foi de R\$ 90 milhões, uma redução de R\$ 46 milhões vs. 2020, demonstrando o retorno dos patamares pré-pandemia, através do sucesso das ações de cobrança. Importante frisar que a relação PECLD/ROB caiu de 1,94% em 2020 para 1,04% em 2021, comprovando a melhor performance do combate à inadimplência.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no trimestre foi de R\$ 577 milhões, incremento de 55% vs. 4T20. Em 2021, o EBITDA foi de R\$ 1.698 milhões, +43% vs. 2020.

O Lucro Líquido foi de R\$ 286 milhões no 4T21 (+27% vs. 4T20) e de R\$ 822 milhões em 2021 (+39% vs. 2020).

5.2.5. NEOENERGIA BRASÍLIA

DRE (R\$ MM)	4T21	4T20	Variação		2021	2020	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Margem Bruta s/ VNR	134	114	20	18%	354	298	56	19%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	(19)	4	(23)	(575%)	(7)	4	(11)	(275%)
Margem Bruta	115	117	(2)	(2%)	347	302	45	15%
Despesa Operacional (PMSO)	(86)	(37)	(49)	132%	(227)	(189)	(38)	20%
PECLD	13	(9)	22	(244%)	69	(46)	115	(250%)
EBITDA	42	71	(29)	(41%)	189	67	122	182%
Depreciação	(18)	(12)	(6)	50%	(51)	(42)	(9)	21%
Resultado Financeiro	(16)	9	(25)	(278%)	-	40	(40)	(100%)
IR CS	(3)	311	(314)	(101%)	(48)	316	(364)	(115%)
LUCRO LÍQUIDO	5	379	(374)	(99%)	90	381	(291)	(76%)

Valores acumulados desde março de 2020 e março de 2021.

A Neoenergia Brasília foi incorporada ao Grupo em 02 de março de 2021 e a partir desta data os resultados foram 100% consolidados. O 4T21 reflete o resultado do trimestre completo ao passo que o acumulado se dá a partir de 02 de março de 2021. A comparação com 2020 é meramente pró-forma, não contempla no resultado econômico consolidado do grupo de 2020.

A Neoenergia Brasília encerrou o 4T21 com Margem Bruta de R\$ 115 milhões (-2% vs. 4T20) e R\$ 347 milhões no acumulado (+15% vs. 2020), explicado, principalmente, pela retomada da economia, pelo aumento médio de 11,1% da revisão tarifária de outubro/21 e pelo incremento da base de clientes.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 86 milhões no trimestre, sendo R\$16 milhões relativos ao complemento do Plano de Demissão Voluntário (PDV). No 4T20, as despesas fecharam em R\$ 37 milhões beneficiadas pelos efeitos não recorrentes de alienação de sucata/terreno +R\$ 60 milhões, reversão no plano de aposentadoria de +R\$ 83 milhões e provisão para PDV da antiga CED-B no valor de -R\$ 33 milhões. Exurgindo estes efeitos não recorrentes, a comparação normalizada seria de R\$ 71 milhões no 4T21 vs. R\$ 146 milhões, redução de 52%. No acumulado de 2021 as despesas foram de R\$ 227 milhões e desconsiderando o PDV de R\$ 39 milhões, seria de R\$ 189 milhões. Ao passo que as despesas de 2020 foram de R\$ 189 milhões e os eventos não recorrentes acima citados, seria de R\$ 298 milhões, verificando após o início da Gestão Neoenergia uma redução de 37%, reflexo do *turnaround* que vem sendo realizado.

No trimestre, a PECLD foi positiva em R\$ 13 milhões em razão da reversão de R\$ 23 milhões oriunda de uma renegociação com um grande cliente. No acumulado foi de +R\$ 69 milhões, onde destaca-se a renegociação ocorrida no 4T21 e a adequação da metodologia já praticada pelo grupo Neoenergia, ocorrido no 2T21 que permitiu a reversão de R\$ 59 milhões. 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.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no trimestre foi de R\$ 42 milhões, -R\$ 29 milhões vs. 4T20. No acumulado, o EBITDA foi de R\$ 189 milhões em 2021 (+R\$ 122 milhões vs. 2020). Com os ajustes não recorrentes nas rubricas de despesas operacionais e PECLD, teríamos um EBITDA de R\$ 35 milhões no 4T21 vs. -R\$39 milhões no 4T20 e no acumulado de 2021, seria de R\$ 146 milhões vs. -R\$43 milhões em 2020.

Os impostos totalizaram R\$ 3 milhões no trimestre (vs. reversão de R\$ 311 milhões em 4T20) e de R\$ 48 milhões em 2021, ante uma reversão de R\$ 316 milhões em 2020, sendo referente ao reconhecimento de impostos diferidos acumulados até dezembro de 2020. Essa constituição foi feita visando adequar à metodologia já praticada pelo grupo Neoenergia, já que a antiga administração da CEB-D não fazia constituição de diferidos.

O Lucro Líquido no 4T21 foi de R\$ 5 milhões (vs. R\$ 379 milhões no 4T20) e no ano, foi de R\$ 90 milhões (vs. R\$ 381 milhões em 2020).

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)	4T21	4T20	Variação		2021	2020	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	314	295	19	6%	1.154	1.010	144	14%
Custos com Energia	(36)	(42)	6	(14%)	12	(141)	153	(109%)
MARGEM BRUTA	278	253	25	10%	1.166	869	297	34%
Despesa Operacional	(83)	(63)	(20)	32%	(231)	(218)	(13)	6%
Aj. a Valor Justo	(482)	-	(482)	-	(482)	-	(482)	-
(+) Equivalência Patrimonial	(1)	(28)	27	(96%)	68	(56)	124	(221%)
EBITDA	(288)	162	(450)	N/A	521	595	(74)	(12%)
Depreciação	(59)	(56)	(3)	5%	(208)	(196)	(12)	6%
Resultado Financeiro	(50)	(32)	(18)	56%	(164)	(157)	(7)	4%
IR/CS	(21)	(24)	3	(13%)	(124)	(40)	(84)	210%
LUCRO LÍQUIDO	(418)	50	(468)	N/A	25	202	(177)	(88%)

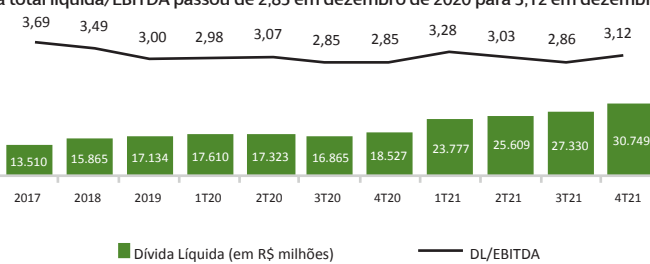
DRE HIDROS (R\$ MM)	4T21	4T20	Variação		2021	2020	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	147	155	(8)	(5%)	558	562	(4)	(1%)
Custos Com Energia	(22)	(27)	5	(19%)	67	(102)	169	(166%)
MARGEM BRUTA	125	128	(3)	(2%)	625	460	165	36%
Despesa Operacional	(32)	(32)	-	-	(97)	(107)	10	(9%)
Aj. a Valor Justo	(482)	-	(482)	-	(482)	-	(482)	-
(+) Equivalência Patrimonial	(1)	(28)	27	(96%)	68	(56)	124	(221%)
EBITDA	(390)	68	(458)	N/A	114	297	(183)	(62%)
Depreciação	(21)	(24)	3	(13%)	(86)	(83)	(3)	4%
Resultado Financeiro	(15)	(12)	(3)	25%	(66)	(74)	8	(11%)
IR/CS	(9)	(22)	13	(59%)	(104)	(65)	(39)	60%
LUCRO LÍQUIDO	(435)	10	(445)	N/A	(142)	75	(217)	N/A

DRE EÓLICAS (R\$ MM)	4T21	4T20	Variação		2021	2020	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	167	140	27	19%	596	448	148	33%
Custos com Energia	(14)	(15)	1	(7%)	(55)	(39)	(16)	41%
MARGEM BRUTA	153	125	28	22%	541	409	132	32%
Despesa Operacional	(51)	(31)	(20)	65%	(134)	(111)	(23)	21%
EBITDA	102	94	8	9%	407	298	109	37%
Depreciação	(38)	(32)	(6)	19%	(122)	(113)	(9)	8%
Resultado Financeiro	(35)	(20)	(15)	75%	(98)	(83)	(15)	18%



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

O indicador financeiro Dívida total líquida/EBITDA passou de 2,85 em dezembro de 2020 para 3,12 em dezembro de 2021.

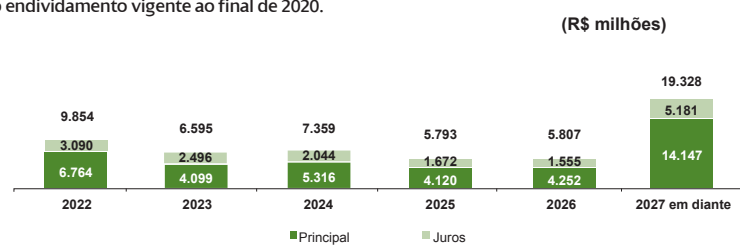


9.2 Cronograma de amortização das dívidas

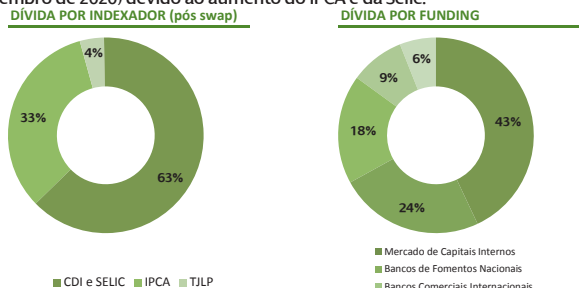
A Companhia busca estruturar sua dívida em consonância com o ciclo financeiro de seus negócios, observando as peculiaridades de cada empresa e as características de suas concessões e autorizações. Visando reduzir o custo da dívida e alongar seu perfil de amortização, a Companhia executa ainda uma Gestão ativa de seus passivos financeiros de modo a evitar concentração dos vencimentos de dívida, resultando em efetivo alongamento. Os montantes vencidos nos próximos anos não apresentam concentração em nenhum período específico, estando consistentes com volumes vencidos nos últimos exercícios. Os montantes vencidos nos próximos anos apresentam maior concentração em 2022 devido à captação de R\$ 2,5 bilhões, destinados à aquisição da Neoenergia Brasil.

Em 2022, estão previstas amortizações pela Holding no valor de R\$ 2.228 milhões, pela Neoenergia Coelba no valor estimado de R\$ 1.310 milhões, pela Neoenergia Pernambuco no montante estimado de R\$ 931 milhões. O total de amortizações da Holding e das duas distribuidoras representam 68% do volume consolidado a amortizar neste período.

O prazo médio do endividamento da Neoenergia em dezembro de 2021 foi de 5,06 anos (vs. 4,66 anos em dezembro de 2020). 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 2020.



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 4T21 foi de 8,1% (vs. 4,7% em dezembro de 2020) devido ao aumento do IPCA e da Selic.



No 4T21 captamos um total de R\$ 5.507 milhões. Destacamos as seguintes linhas de contratação de dívida:

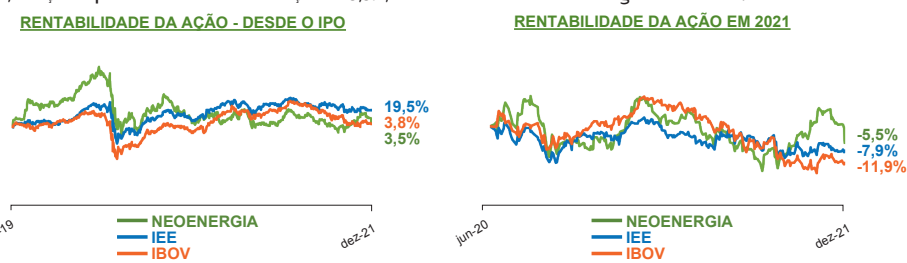
- Desembolso da 1ª Emissão de Notas Comerciais da Neoenergia Coelba (R\$ 800 milhões), da 1ª Emissão de Notas Comerciais da Neoenergia Pernambuco (R\$ 500 milhões) e da 1ª Emissão de Notas Comerciais da Neoenergia Cosern (R\$ 200 milhões), todas com prazo de até 7 anos;
- Desembolso da 13ª Emissão de Debêntures da Neoenergia Coelba (R\$ 800 milhões), da 10ª Emissão de Debêntures da Neoenergia Elektro (R\$ 650 milhões) e 11ª Emissão de Debêntures da Neoenergia Pernambuco (R\$ 500 milhões) todas com prazo de até 10 anos;
- Desembolso do BEI para Neoenergia, no total de R\$ 796 milhões com prazo de 15 anos;
- Desembolso do BASA para Neoenergia Jalapaço, no valor de R\$ 67 milhões e prazo de 20 anos;
- Contratação de 4131 junto ao Scotiabank para Neoenergia Brasil (R\$ 300 milhões), Neoenergia Coelba (R\$ 100 milhões) e Neoenergia Pernambuco (R\$ 100 milhões), todas com prazo de 5 anos;
- Liberação do BNDES para Neoenergia Cosern (R\$ 128 milhões), Neoenergia Coelba (R\$ 120 milhões) e Neoenergia Elektro (R\$ 248 milhões), todas com prazo de 19 anos;
- Desembolso do Revolving Credit Facility (RCF) junto ao Itaú para Coelba (R\$ 200 milhões), já quitado

10. RATING

Em 30 de março de 2021, 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 30 de dezembro de 2021, o valor de mercado da Companhia era de R\$ 19,7 bilhões com as ações (NEE3) cotadas a R\$ 16,20. Com relação ao ano de 2021, as ações apresentaram desvalorização de 5,5%, conforme demonstrado nos gráficos abaixo.



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

Mercado de capitais	IPO	4T21
Quantidade de ações (mil)	1.213.797.248	1.213.797.248
Valor da ação	15,65	16,20
Valor de mercado* (R\$ milhões)	18.996	19.664

*Valor de mercado = quantidade de ação x valor da ação

12. OUTROS TEMAS

12.1. Clientes Baixa Renda

Nº de Consumidores Residenciais (milhares)	2021						2020					
	Consolidado	NEOENERGIA	NEOENERGIA	NEOENERGIA	NEOENERGIA	NEOENERGIA	Consolidado	NEOENERGIA	NEOENERGIA	NEOENERGIA	NEOENERGIA	
Convencional	10.602	4.017	2.414	985	2.217	969	10.453	3.944	2.422	960	2.180	948
Baixa Renda	3.303	1.612	1.070	352	233	37	3.107	1.545	992	347	211	12
Total	13.905	5.629	3.484	1.337	2.450	1.006	13.561	5.490	3.414	1.308	2.390	959

12.2. Práticas de Gestão

12.2.1. 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 (<http://ri.neoenergia.com/governanca/codigos-e-politicas/>).

- (i) Em 2021, a Companhia deliberou os seguintes proventos;
- (ii) Juros sobre Capital Próprio no montante de R\$ 170.708 mil, pagos em 21 de dezembro de 2021, deliberados na Reunião do Conselho de Administração realizada em 28 de junho de 2021;
- (iii) Juros sobre Capital Próprio no montante de R\$ 160.000 mil, com previsão de pagamento para até 31 de dezembro de 2022, deliberados na Reunião do Conselho de Administração realizada em 13 de dezembro de 2021.
- (iv) Dividendos propostos no valor de R\$ 200.699 mil, deliberados em Assembleia Geral Ordinária de 12 de abril de 2021 e pagos em 21 de dezembro de 2021.

A Companhia informa que a destinação completa dos resultados de 2021 será aprovada na Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em 2022.

12.2.2. Governança Corporativa

O Sistema de Governança Corporativa 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 de Governança Corporativa 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 Corporativa, cujo desenvolvimento se atribui ao Conselho de Administração, sem prejuízo de outras competências.

Conselho de Administração

É composto por treze membros titulares e sete 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 quatro 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 nove 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 Companhia possui cinco comitês atualmente em funcionamento: Comitê de Auditoria, Comitê Financeiro, Comitê de Remuneração e Sucessão, Comitê de Partes Relacionadas e Comitê de Sustentabilidade. Cada Comitê é responsável por análises prévias e recomendações de grande parte das decisões do Conselho de Administração. Os comitês são formados por até 5 membros titulares e seus respectivos suplentes, com exceção do Comitê de Partes Relacionadas formado por 3 membros titulares, podendo ter igual número de suplentes, indicados pelo Conselho de Administração.

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 por meio dos Executivos para 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.

12.2.3. Gestão de Pessoas

A cada ano consolidamos na Neoenergia a crença de que as pessoas são elementos primordiais na realização dos negócios. Ter colaboradores engajados e comprometidos com nossos resultados tem sido nosso foco permanente. E, após 2 anos de convivência impactada pela pandemia, fizemos dessa crença a forma de manter o elo com cada colaborador, para que ele permaneça conectado com nosso ambiente, além de poder continuar evoluindo em seu processo de crescimento e desenvolvimento.

Ao longo de 2021 o investimento do Grupo Neoenergia realizou em formação mais de R\$ 13 milhões, na sua maioria ações online, uma vez que ainda foi um ano onde o distanciamento como prevenção à Covid se fez necessária. Esse investimento viabilizou a realização 1.094.499 horas de formação, ultrapassando em 41% o que realizamos no ano anterior. Nosso ganho ainda foi maior porque ampliamos a possibilidade de aprendizagem interna utilizando outros canais e formatos digitais e online.

Mantendo nosso alinhamento com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável, mantivemos a Escola de Eletricistas, formando 1.737 eletricistas, dos quais 1.175 foram contratados e fazem parte do nosso quadro de colaboradores. Esse ano, inserimos 177 mulheres na posição de eletricista, confirmando nossa crença na igualdade de gênero. Ainda em 2021 com a integração da Neoenergia Brasil, além das Escolas da Bahia, Rio Grande do Norte, Pernambuco, Interior de SP, implementamos escola de eletricistas no Distrito Federal.

Cybersegurança, Diversidade e Voluntariado, foram temas que também fizeram parte de nossa agenda. Para Cybersegurança, dedicamos 1 semana de atividades voltadas para discussão dos riscos e prevenção a ataques cibernéticos, compartilhando com nossos colaboradores o cuidado com a informação, através de palestras e games, mantendo nossos times conectados ao tema ao longo de todo ano. Da mesma forma, trouxemos o tema de Diversidade para discussão, e em junho realizamos a Semana da Diversidade, para reforçar conceitos como Inclusão e Igualdade que queremos reforçar em nossa cultura, e reafirmamos o posicionamento da Neoenergia em prol da inclusão de gênero, raça, pessoas com deficiência. Hoje o grupo já tem compromissos concretos relativos à inclusão de mulheres em nossa operação e em posições de liderança. Para o tema Voluntariado, esse ano demos continuidade ao trabalho que contando com mais de 1.500 voluntários, incluindo executivos que, com nossos colaboradores, atuaram diretamente em ações que beneficiaram mais de 40.000 pessoas, além do lançamento da escola de formação, do Instituto AMAR em Natal, em parceria com o Projeto INVOLVE, projeto Global voltado para o fortalecer a cultura de voluntariado em todo o Grupo.

Gradativamente, em Setembro iniciamos o retorno ao trabalho de forma híbrida, e em Dezembro já estávamos com 100% dos colaboradores em trabalho presencial, sempre enfatizando nosso cuidado à saúde e bem estar de todos, e praticando todos dos protocolos necessários à prevenção contra a Covid. Para 2022, adotaremos a opção de trabalho híbrido como opção para os colaboradores que exercem 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 aliar a Neoenergia à realidade do mercado de trabalho.

2021 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. É gratificante ver os resultados atingidos com o empenho de todos os colaboradores da Neoenergia. E com essa mesma força e determinação seguiremos em 2022.

13. SUSTENTABILIDADE, INOVAÇÃO E RESPONSABILIDADE CORPORATIVA

13.1. Integração dos fatores ambientais, sociais e de governança - ASG - para um modelo de negócio de energia sustentável

A Neoenergia, norteada pelo seu propósito, valores e sistema de governança, integra em sua estratégia os aspectos ASG além dos ODS e os Princípios do Pacto Global da ONU. Nessa direção, cumpre o seu compromisso com um modelo de energia elétrica sustentável e acessível, capaz de gerar valor econômico, social e ambiental junto aos seus stakeholders.

Como parte dessa evolução contínua, assumimos o compromisso com as seguintes metas: (i) Situar a intensidade das emissões abaixo dos 50 gramas de CO2 por kWh gerado no ano de 2030, visando a alcançar a neutralidade em carbono no ano 2050; (ii) Alcançar perda líquida Nula de Biodiversidade em novos empreendimentos até 2030; (iii) alcançar 35% de mulheres em postos de liderança na Companhia até 2030; e (iv) 70% dos grandes fornecedores classificados como sustentáveis até 2022 e 100% em 2030.

Desde 2007, a Companhia renova o compromisso com os dez princípios do Pacto Global, iniciativa que preconiza uma atuação baseada no respeito a direitos humanos, direitos do trabalho, preservação ambiental e combate à corrupção, e, desde 2015, aos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), ambos da ONU. Os Objetivos 7 (energia limpa e acessível) e 13 (ação global contra as mudanças climáticas), são os prioritários para a Neoenergia. A Neoenergia mantém compromissos, 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).

Em setembro de 2021, Solange Ribeiro, Diretora-Presidente Adjunta da Neoenergia, foi nomeada vice-presidente do Conselho do Pacto Global da ONU, maior iniciativa de sustentabilidade corporativa do mundo.

A partir de janeiro de 2022 a Neoenergia integra a carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 pelo 2º ano consecutivo, índice que reúne companhias que possuem as melhores práticas de governança e sustentabilidade corporativa. A Neoenergia também conquistou o score A- no caderno de mudanças climáticas do CDP em sua primeira participação nesta iniciativa, considerada a principal do setor financeiro em relação à mitigação das mudanças climáticas.

Seu compromisso com o desenvolvimento sustentável se materializa em sua aposta nos fatores ASG, que estão integrados no dia a dia das operações da companhia e que são colocados em prática nos seguintes âmbitos:

Ambiental

A Neoenergia possui um conjunto amplo de políticas de Meio Ambiente e Combate às Mudanças Climáticas: Gestão Sustentável, Meio Ambiente, Biodiversidade e Ação Climática.

Nessa direção, a Companhia segue investindo em geração de energia renovável. No quarto trimestre de 2021, investiu R\$ 1,1 bilhão em Renováveis e acelerou o avanço dos seus projetos de energia limpa no Nordeste.

Em dezembro, avançou nas obras do Complexo Solar Luzia e instalou a primeira estaca de sustentação para mais de 233 mil painéis solares. Na geração eólica, avançou na obra do Complexo Oitis, que recebeu seu primeiro transformador.

Além dos investimentos em energia eólica e solar, a Neoenergia estimula a inovação e desenvolve, através de seu P&D, uma embarcação autônoma para a medição de descargas sólidas em suspensão em reservatórios de hidrelétricas.

Em linha com seu compromisso com o Combate às Mudanças Climáticas, a Neoenergia, por meio da diretora-presidente adjunta, Solange Ribeiro, esteve presente na COP26 conclamando o setor privado e as nações a serem mais ambiciosos em seus compromissos de redução das emissões e para o financiamento climático. Na COP26, Solange participou de uma reunião organizada pelo Pacto Global dedicada a crises executivas e foi uma das palestrantes de um evento para discutir as oportunidades e desafios urgentes para os líderes enfrentarem a crise climática.

Social

Visando contribuir com a sociedade, por meio do Programa de Voluntariado da Companhia, foi realizado um projeto que capacitou 38 jovens para o mercado de trabalho com foco na área de informática. O Grupo também lançou curso online e gratuito sobre noções básicas de eletricidade e segurança na construção civil, em parceria com o Senai Bahia.

Ainda a partir do Programa de Voluntariado, na Semana Internacional do Voluntariado, a companhia engajou os seus colaboradores e arrecadaram mais de 33 mil produtos de higiene e 6 mil livros que foram doados para 10 instituições em diferentes locais do Brasil.

Ainda, na Neoenergia, os pilares de Diversidade e Inclusão são reforçados continuamente e integram o *Just+5*, Programa de Diversidade da empresa, focado na promoção de um ambiente de trabalho de inclusão, respeito às diferenças, empoderamento e combate ao preconceito.

Em 2021, lançou o *br-app Just+*, que multiplica conteúdo com depoimentos, informações, números de diversidade, vídeos e jogos. A partir do conteúdo produzido para o app, os colaboradores têm acesso a informações, além de reconhecerem e desempenharem boas práticas de diversidade nos mais diferentes ambientes.

No Dia Internacional do Empreendedorismo Feminino, o Instituto Neoenergia lançou a campanha "Deixa ela te inspirar", que conta com Podcast, posts e stories no Instagram para compartilhar histórias incríveis de mulheres empreendedoras e intraempresendedoras. A Neoenergia integra o grupo espanhol Iberdrola e, juntas, as empresas desenvolvem um projeto que impulsiona a participação das mulheres no esporte. Atualmente, mais de 330 mil atletas são subsidiados no mundo, incluindo a Seleção Brasileira de Futebol Feminino.

Atualmente, a Neoenergia conta com 26% de mulheres nas suas lideranças corporativas, sendo que na Diretoria Executiva a proporção é de 33% de presença feminina. E a empresa segue atuando para que esses números sejam ainda mais expressivos nos próximos anos.

Governança

Ao final de 2021, a Neoenergia realizou o seu primeiro Investor Day em São Paulo, reforçando a sua premissa de atuar com transparência e promover a geração de valor sustentável para seus stakeholders. Foram destaques as frentes estratégicas de Crescimento Orgânico do Mercado de suas Concessões, oportunidades em Renováveis, Digitalização, Regulação, Liberalização de Mercado e ASG.

A integridade é um valor que permeia o Grupo e, como confirmação, em 2021 a certificação do Sistema de Gestão Antissuborno (ISO 37001) foi revalidada e, em 2021, a companhia conquistou pela quarta vez consecutiva do Selo de Empresa Pró-Ética da Controladoria-Geral da União. A Neoenergia foi destaque, também, no Valor 1000, ocupando o primeiro lugar em crescimento sustentável e na 25ª posição entre as maiores empresas do Brasil, do setor elétrico. O ranking de 2021 leva em consideração os dados do balanço financeiro das empresas em 2020. A pesquisa é realizada há 20 anos, por profissionais do Valor, da Serasa Experian e do Centro de Estudos em Finanças da Fundação Getúlio Vargas (FCV-EAE).

Abaixo destacamos alguns indicadores selecionados com base na análise dos principais aspectos ASG abordados pelo mercado.

PRINCIPAIS INDICADORES ESG	UNIDADE	4T21	4T20	Var. %	2021	2020	Var. %
Consumo de Energia Elétrica Interna	GJ	85.961	101.430	-15%	353.073	304.590	16%
Consumo de Óleo Diesel na geração	L	1.918.326	1.389.970	38%	2.087.173	1.528.121	37%
Consumo de Combustíveis Fósseis	GJ	94.676	94.067	1%	410.425	378.599	8%
Consumo de Gás Natural	GJ	5.007.110	7.618.977	-34%	229.261.260	61.502.264	273%
Uso total de água doce	mil m3	54	55	-1%	214	215	0%
Uso total de água doce/energia gerada	mil	0,01	0,01	8%	0,01	0,01	0%
Capacidade instalada de energia renovável	%	88%	87%	1,3p.p.	88%	87%	1,0p.p.
Intensidade de emissões	gCO2/kWh	53	109	-51%	61	54	14%
Emissões de SO2	t	2	3	-38%	9	6	51%
Emissões de NOX	t	36	58	-37%	176	141	25%
Resíduos gerados (resíduos perigosos e não-perigosos)	t	157	367	-57%	791	1.093	-28%
Resíduos reutilizados (resíduos perigosos e não-perigosos)	t	160	274	-42%	528	422	25%
Resíduos por energia gerada	t/GWh	0,04	0,09	-54%	0,05	0,07	-28%
Capacidade instalada sob sistemas de gestão ambiental certificados	%	100%	100%	0,0p.p.	100%	100%	0,0p.p.
Investimentos em projetos de P&D	R\$ MM	38	23	65%	104	53	99%
Investimentos em Eficiência Energética	R\$ MM	23	16	45%	91	63	45%
Acidentes Ambientais	unidade	3	3	0%	21	16	31%
Total de mudas plantadas	unidade	51.960	141.378	-63%	350.635	452.211	-22%

SOCIAL

Número de colaboradores	nº	15.058	12.812	18%	15.058	12.812	18%
% de mulheres na Neoenergia	%	18,0%	17,7%	0,2p.p.	18,0%	17,7%	0,2p.p.
% de mulheres em cargos de liderança	%	25,7%	25,7%	0,0p.p.	25,7%	25,7%	0,0p.p.
% de mulheres na diretoria executiva	%	33,3%	44,4%	-11,1p.p.	33,3%	44,4%	-11,1p.p.
Rotatividade dos funcionários	%	2,1%	3,7%	-1,5p.p.	13,1%	10,4%	2,8p.p.
Investimento no programa Luz para Todos	R\$ MM	170	85	100%	584	464	26%
Ligações realizadas no programa Luz para Todos	unidade	5.971	4.204	42%	16.966	17.644	-4%
Horas de treinamento	h	336.660	651.926	-48%	1.127.253	797.378	41%
Horas de treinamento por funcionário	h	22	51	-56%	75	62	20%
Idade média da força de trabalho - Homens	anos	36	36	1%	36	36	0%
Idade média da força de trabalho - Mulheres	anos	36	36	0%	36	36	0%
Diversidade homens/mulheres	%	82/18	82/18	-	82/18	82/18	-
Taxa de Acidentes de trabalho com pessoal próprio	%	0,36	0,32	13%	0,44	0,86	-49%
Taxa de Frequência com pessoal próprio	%	0,56	0	100%	0,38	0,38	0%
Número de óbitos com pessoal próprio	nº	0	0	-	3	2	50%
Compras com fornecedores locais	%	97,00%					

13. Pesquisa e Desenvolvimento

Em 2021, foram destinados R\$ 104 milhões a projetos de P&D. Abaixo são elencados os principais projetos do Grupo: **Tecnologias Inteligentes:** destacam-se os projetos (i) "Desenvolvimento de Tecnologia Nacional para Redes Inteligentes" que desenvolve produtos, serviços e metodologias aplicáveis à melhoria do sistema de comunicação de equipamentos inteligentes, identificação do nível de qualidade de energia, combate a perdas, entre outros; (ii) projeto "Conexão Digital", que oferece canais digitais mais inteligentes para transformar a experiência do cliente; e (iii) projeto "Antenas Inteligentes", que visa desenvolver um sistema eletrônico confiável para a comunicação entre o Centro de Operações e as chaves de distribuição.

Sustentabilidade do Negócio: destaca-se (i) o projeto "Sistema Inteligente de Armazenamento Energia" que possibilitará a otimização da operação da usina Tubarão, no arquipélago de Fernando de Noronha, associando as diversas fontes de geração de energia (térmica + fotovoltaica) a um sistema de baterias de íon lítio; (ii) o projeto "Microrredes" que viabiliza o desenvolvimento de redes autônomas de pequena escala no país como alternativa para universalização do atendimento na área de concessão da Coelba associada ao Programa Luz para Todos e as obrigações regulatórias (REN 493/2012); (iii) três projetos associados a Chamada Estratégia de Mobilidade Elétrica da ANEEL que visam desenvolver (a) caminho elétrico para frota de manutenção das distribuidoras com tecnologia de injeção de energia na rede, (b) infraestrutura de recarga e modelos de negócio associados a veículos elétricos na ilha de Fernando de Noronha e (c) a criação de um corredor verde no trecho entre Salvador e Natal.

Segurança de Instalações e Pessoas: destacam-se os projetos (i) "Poda com Braço Robótico" que possibilita a execução da poda de árvores próximas às redes energizadas automatizada e com operação remota; e (ii) "Segurança de Barragens", que consiste no desenvolvimento de um sistema inovador georreferenciado para gerenciamento inteligente do Plano de Segurança de Barragens.

Recuperação de Energia: destacam-se os projetos (i) "Sensor Inteligente para 69 kV" cujo equipamento de sensoriamento das redes que permite, além de reduzir a duração de interrupções de energia (DEC), realizar o balanço energético dos alimentadores indicando nas áreas com o maior nível de perdas; e (ii) GODEL Analytics, que consiste em um visualizador de big data, no qual é possível consultar resultados de perdas, e cruzá-los com informações técnicas e comerciais, enriquecendo a análise e criando inteligência para o negócio.

Qualidade e Confiabilidade: destaca-se o projeto de "Qualimetro com oscilografia contínua", que possibilita a avaliação da qualidade do fornecimento de energia e contribui para o sistema de localização de defeitos de modo a melhorar a qualidade e segurança da rede.

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 2021.

FTSE4Good Index Series



Prêmio Cliente SA 2021



Ranking 100 Open Startups 2021



Prêmio Smart Customer 2021



Troféu Transparência



Prêmio Nacional Aberje



Selo de Empresa Pró-Ética



Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3



A Neoenergia passou a integrar o índice que é um dos mais importantes índices internacionais de sustentabilidade, aferido pela Financial Times Stock Exchange (FTSE) Russell, divisão da Bolsa de Valores de Londres. Ele é composto por companhias de capital aberto comprometidas com critérios ESG, a partir de rígidos critérios de seleção que consideram mais de 300 indicadores;

A Neoenergia foi reconhecida com a titulação prata no Prêmio Cliente SA 2021 da Companhia Líder em projeto de gestão de clientes pelo case "Chatbot Neoenergia Assistente Virtual e novas experiências para os clientes". Esse é o terceiro ano consecutivo em que a Neoenergia conquista um resultado positivo no Prêmio Cliente SA;

A Neoenergia ficou no TOP 50 Open Corps e TOP 2 Energias Renováveis do Ranking 100 Open Startups 2021, iniciativa que reconhece as corporações líderes em open innovation com startups;

A companhia foi reconhecida como o Case Smart do Ano com o projeto "Chatbot Neoenergia - Assistente Virtual e novas experiências para os clientes". A conquista é a titulação máxima concedida pela premiação. O mesmo projeto obteve o Ouro na categoria Automação na Experiência com Cliente. A companhia ainda recebeu o Bronze com o case "Um Papo Aberto sobre Segurança, Transparência e Empatia", na categoria Comunicação Digital;

A Neoenergia recebeu um dos maiores reconhecimentos do Brasil em relação a qualidade das demonstrações financeiras das empresas. É o Troféu Transparência, uma iniciativa da 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 #BrilhaNeo, comemoração de final de ano em estilo de programa de TV para os colaboradores da Neoenergia, realizado em dez/20, foi reconhecido como o melhor evento empresarial do Brasil. Com esse case, a Neoenergia venceu etapa nacional do Prêmio Aberje na categoria "Eventos".

A Neoenergia recebeu, pela quarta vez consecutiva, o selo de Empresa Pró-Ética 2021. Concedido pela Controladoria-Geral da União (CGU) para as empresas que se engajam no combate à corrupção e se esforçam em possuir programas de integridade efetivos, o reconhecimento tem como objetivo promover ambientes corporativos mais íntegros, éticos e transparentes no país;

A Neoenergia se manteve na 17ª carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE B3). Esta é a segunda vez consecutiva que a companhia compõe a carteira, dois anos e meio após o IPO. O índice reúne 46 empresas de 27 setores.

15. AUDITORES INDEPENDENTES

Em conformidade com a Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, a Companhia declara que mantém contrato com a KPMG Auditores Independentes ("KPMG"), firmado em 30/06/2017 e renovado em 24/06/2021, com vigência de 12 (doze) meses. Em 2021, a KPMG Auditores Independentes prestou serviços de auditoria pelo montante R\$ 6.210.590,54, dos quais R\$ 5.070.196,86 referem-se à auditoria das demonstrações financeiras (incluindo revisões trimestrais) e R\$ 1.140.393,68 referem-se a outros serviços relacionados à auditoria, tais como tradução dos demonstrativos para inglês, relatório de Covenants, fluxo de caixa de dividendos, auditoria de demonstrações regulatórias e 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 2021 será publicado até 15 de março de 2022 no site da companhia (www.neoenergia.com). O desempenho da Neoenergia em aspectos econômicos, ambientais, sociais e de governança é divulgado anualmente desde 2004 e, a partir de 2010, passou a ser informado 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, o documento considera as orientações do *International Integrated Reporting Council* (IIRC) e os padrões *Sustainability Accounting Standards* (SASB) para o setor elétrico, assim como requisitos do *Down Jones Sustainability Index* (DJSI). E este ano, o relatório adiciona as recomendações da *Task Force on Climate-Related Financial Disclosures* (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). A edição anterior, relativa ao ano de 2020, foi publicada em março de 2021.

17. NOTA DE CONCILIAÇÃO

A Neoenergia s.a., apresenta os resultados do quarto trimestre (4T21) e 12 meses (2021) 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).

Memória de Cálculo (CONSOLIDADO)	Ano atual		Ano anterior		Correspondência nas Notas Explicativas
	Trimestre	Acumulado	Trimestre	Acumulado	
(+) Receita líquida	11.944	43.165	10.487	31.989	Demonstrações de resultado
(-) Valor de reposição estimado da concessão	(424)	(1.579)	(404)	(549)	Nota 5
(-) Outras receitas	(241)	(610)	(95)	(335)	Nota 5
(+) Ganho/perda na RAP	62	36	(4)	(18)	Nota 5.4
(+) Receita de operação e manutenção	27	70	5	33	Nota 5.4
(+) Operações fotovoltaicas	3	14	3	8	Nota 5.4
(+) Outras receitas - Outras receitas	17	24	10	10	Nota 5.4
= RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	11.388	41.120	10.002	31.138	
(+) Custos com energia elétrica	(5.693)	(21.620)	(5.419)	(15.280)	Demonstrações de resultado
(-) Combustível para produção de energia	(132)	(558)	(142)	(448)	Nota 8
(+) Custos de construção	(1.973)	(6.362)	(1.682)	(5.726)	Demonstrações de resultado
(+) Operações fotovoltaicas	(3)	(13)	(3)	(7)	Nota 8
= Custo com Energia	(7.801)	(28.553)	(7.246)	(21.461)	
(+) Valor de reposição estimado da concessão	424	1.579	404	549	Nota 5
= MARGEM BRUTA	4.011	14.146	3.160	10.226	
(+) Custos de operação	(1.180)	(4.279)	(1.030)	(3.609)	Demonstrações de resultado
(+) Despesas com vendas	(118)	(374)	(80)	(288)	Demonstrações de resultado
(+) Outras receitas/despesas gerais e administrativas	(448)	(1.661)	(500)	(1.530)	Demonstrações de resultado
(-) Combustível para produção de energia	132	558	142	448	Nota 8
(-) Operações fotovoltaicas	3	13	3	7	Nota 8
(-) Depreciação	466	1.751	388	1.452	Nota 8
(+) Outras receitas	241	610	95	335	Nota 5
(-) Ganho/perda na RAP	(62)	(36)	4	18	Nota 5.4
(-) Receita de operação e manutenção	(27)	(70)	(5)	(33)	Nota 5.4
(-) Operações fotovoltaicas	(3)	(14)	(3)	(8)	Nota 5.4
(-) Outras receitas - Outras receitas	(17)	(24)	(10)	(10)	Nota 5.4
= Despesa Operacional (PMSO)	(1.013)	(3.526)	(996)	(3.218)	
(+) PECLD	(104)	(350)	(35)	(456)	Demonstrações de resultado
(+) Equivalência Patrimonial	(1)	68	(28)	(56)	Demonstrações de resultado
(+) Ajuste valor justo - investimento	(482)	(482)	-	-	Demonstrações de resultado
EBITDA	2.411	9.856	2.101	6.496	
(+) Depreciação e Amortização	(531)	(1.984)	(430)	(1.618)	Demonstrações de resultado e Nota 8
(+) Resultado Financeiro	(909)	(2.283)	(350)	(1.030)	Demonstrações de resultado
(+) IR/CS	(310)	(1.523)	(292)	(943)	Demonstrações de resultado
(+) Minoritário	(26)	(141)	(33)	(96)	Demonstrações de resultado
Lucro Líquido	635	3.925	996	2.809	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 NEOENERGIA.

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 2021 E 2020 (Valores expressos em milhões de reais, exceto pelos valores de lucro por ação)

	Notas	Consolidado		Controladora	
		2021	2020	2021	2020
Receita operacional, líquida	5	43.165	31.989	4	4
Custos dos serviços		(32.261)	(24.615)	-	-
Custos com energia elétrica	6	(21.620)	(15.280)	-	-
Custos de construção	7	(6.362)	(5.726)	-	-
Custos de operação	8	(4.279)	(3.609)	-	-
Lucro bruto		10.904	7.374	4	4
Perdas de crédito esperadas	12.2	(350)	(456)	-	-
Despesas com vendas	8	(374)	(288)	-	-
Outras receitas (despesas) gerais e administrativas	8	(1.661)	(1.530)	(227)	(242)
Amortização de mais-valia	15	(233)	(166)	(160)	(164)
Ajuste a valor justo de ativos classificados como mantidos para venda	15	(482)	-	(482)	-
Equivalência Patrimonial	15	68	(56)	5.009	3.227
Lucro Operacional		7.872	4.878	4.144	2.825
Resultado Financeiro	9	(2.283)	(1.030)	(263)	(21)
Receitas Financeiras		755	597	187	185
Despesas Financeiras		(2.934)	(1.755)	(418)	(178)
Outros resultados financeiros, líquidos		(104)	128	(32)	(28)
Lucro antes dos tributos		5.589	3.848	3.881	2.804
Tributos sobre o lucro	10.1.1	(1.523)	(943)	7	(8)
Corrente		(566)	(511)	7	(8)
Diferido		(957)	(432)	-	-
Lucro líquido do exercício		4.066	2.905	3.888	2.796
Atribuível a:					
Acionistas controladores		3.925	2.809	3.888	2.796
Acionistas não controladores		141	96	-	-
Lucro básico e diluído por ação do capital – R\$:	23.2	3,35	2,39	3,20	2,30

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020 (Valores expressos em milhões de reais)

	Notas	Consolidado		Controladora	
		2021	2020	2021	2020
Fluxo de caixa das atividades operacionais		4.066	2.905	3.888	2.796
Lucro líquido do exercício		4.066	2.905	3.888	2.796
Ajustado por:					
Depreciação e amortização		1.777	1.473	4	5
Baixa de ativos não circulantes		126	135	-	1
Amortização de mais-valia		233	166	160	164
Resultado de participação societária		(68)	96	(5.009)	(3.227)
Ajuste a valor justo de ativos classificados como mantidos para venda		482	-	482	-
Tributos sobre o lucro		1.523	943	(7)	8
Resultado financeiro, líquido		2.283	1.030	263	21
Valor de reposição estimado da concessão		(1.579)	(549)	-	-
Ressarcimento do risco hidrológico - GSF		(164)	-	-	-
Outros		(252)	-	-	-
Alterações no capital de giro:					
Contas a receber de clientes e outros		(1.318)	(73)	-	-
Concessão Serviço Público (Ativo contratual - Transmissão)		(3.591)	(3.198)	-	-
Fornecedores e contas pagar de empreiteiros		685	956	(12)	32
Salários, benefícios a empregados e encargos a pagar, líquidos		(31)	(4)	(3)	6
Ativos e passivos financeiros setoriais, líquidos (Parcela A e outros)		(2.485)	652	-	-
Outros tributos a recuperar (recolher) e encargos setoriais, líquidos		20	338	(47)	77
Provisões, líquidas dos depósitos judiciais		(101)	(138)	(5)	-
Outros ativos e passivos, líquidos		62	(60)	(380)	(33)
Caixa líquidos proveniente das operações		1.668	4.632	(666)	(150)
Dividendos e juros sobre capital próprio recebidos		46	44	3.411	634
Encargos de dívidas pagos		(1.250)	(935)	(144)	(49)
Instrumentos derivativos pagos, líquidos		71	236	(6)	-
Rendimentos de aplicações financeiras		186	135	14	16
Pagamento de juros – Arrendamentos		(15)	(13)	-	-
Tributos sobre o lucro pagos		(574)	(556)	-	(6)
Caixa gerado pelas atividades operacionais		132	3.543	2.609	445
Fluxo de caixa das atividades de investimentos					
Aquisição de imobilizado e intangível		(2.998)	(994)	(2)	(3)
Aquisição controlada CEB, líquido de caixa obtido na aquisição		(2.415)	-	-	-
Concessão serviço público (Ativo contratual – Distribuição)		(4.637)	(3.738)	-	-
Aumento de capital em investidas		(40)	(27)	(4.239)	(1.460)
Aplicação de títulos e valores mobiliários		(318)	(179)	-	-
Resgate de títulos e valores mobiliários		64	135	-	-
Caixa consumido nas atividades de investimentos		(10.324)	(4.803)	(4.241)	(1.463)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos					
Captação de empréstimos e financiamentos		15.718	5.764	3.296	836
Pagamento dos custos de captação		(77)	(39)	(8)	-
Pagamento de principal dos empréstimos e financiamentos		(5.230)	(4.816)	(296)	-
Depósitos em garantias		11	30	-	-
Obrigações vinculadas as concessões		376	315	-	-
Pagamento de principal – Arrendamentos		(44)	(30)	-	-
Instrumentos derivativos recebidos, líquidos		631	1.522	-	-
Dividendos e JSCP pagos aos acionistas da Neoenergia		(596)	(450)	(596)	(450)
Dividendos e JSCP pagos aos acionistas não controladores		(112)	(17)	-	-
Caixa gerado (consumido) nas atividades de financiamentos		10.677	2.279	2.396	386
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no exercício		485	1.019	764	(632)
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		5.060	4.041	367	999
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício		5.545	5.060	1.131	367
Transações que não envolveram caixa:					
Ativo líquido combinação					

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020 (Valores expressos em milhões de reais)

Consolidado	Reservas de lucro							Atribuídos aos acionistas da Neoenergia S.A	Atribuídos aos acionistas não controladores	Total	
	Capital social	Reserva de capital	Reserva de transação com os sócios	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de lucros a realizar	Reserva de retenção de lucros				Lucros acumulados
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	-	141	4.066
Outros resultados abrangentes (nota 23.3)	-	-	-	(284)	-	-	-	-	(284)	(4)	(288)
Remuneração aos acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(95)	(95)
Ajuste de transação com sócios	-	-	18	-	-	-	-	-	-	(33)	(15)
Pagamento baseado em ações (nota 22.2)	-	33	-	-	-	-	-	-	18	1	34
Destinação:											
Reserva legal (nota 23.6.1)	-	-	-	-	194	-	-	(194)	-	-	-
Juros sobre capital próprio (nota 23.2)	-	-	-	-	-	-	-	(331)	(331)	-	(331)
Dividendos mínimos obrigatórios (nota 23.2)	-	-	-	-	-	-	-	(642)	(642)	-	(642)
Reserva de retenção de lucros (nota 23.6.3)	-	-	-	-	-	-	2.721	(2.721)	-	-	-
Reserva de lucros a realizar (nota 23.6.2)	-	-	-	-	-	37	-	(37)	-	-	-
Saldos em 31 de dezembro de 2021	12.920	129	(1.579)	(281)	1.200	284	11.213	-	23.886	352	24.238
Saldos em 31 de dezembro de 2019	12.920	93	(1.597)	(123)	866	234	6.582	-	18.975	284	19.259
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	2.809	2.809	96	2.905
Outros resultados abrangentes (nota 23.3)	-	-	-	126	-	-	-	-	-	126	126
Remuneração aos acionistas não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(38)	(38)
Pagamento baseado em ações (nota 22.2)	-	3	-	-	-	-	-	-	3	-	3
Destinação:											
Reserva legal (nota 23.6.1)	-	-	-	-	140	-	-	(140)	-	-	-
Juros sobre capital próprio (nota 23.2)	-	-	-	-	-	-	-	(545)	(545)	-	(545)
Dividendos mínimos obrigatórios (nota 23.2)	-	-	-	-	-	-	-	(201)	(201)	-	(201)
Reserva de retenção de lucros (nota 23.6.3)	-	-	-	-	-	-	1.910	(1.910)	-	-	-
Reserva de lucros a realizar (nota 23.6.2)	-	-	-	-	-	13	-	(13)	-	-	-
Saldos em 31 de dezembro de 2020	12.920	96	(1.597)	3	1.006	247	8.492	-	21.167	342	21.509

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020 (Valores expressos em milhões de reais)

Controladora	Reservas de lucro							Lucros acumulados	Total
	Capital social	Reserva de capital	Reserva de transação com os sócios	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de lucros a realizar	Reserva de retenção de lucros		
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)
Ajuste de transação com sócios	-	-	18	-	-	-	-	-	18
Pagamento baseado em ações (nota 22.2)	-	33	-	-	-	-	-	-	33
Destinação:									
Reserva legal (nota 23.6.1)	-	-	-	-	194	-	-	(194)	-
Juros sobre capital próprio (nota 23.2)	-	-	-	-	-	-	-	(331)	(331)
Dividendos mínimos obrigatórios (nota 23.2)	-	-	-	-	-	-	-	(642)	(642)
Reserva de retenção de lucros (nota 23.6.3)	-	-	-	-	-	-	2.721	(2.721)	-
Saldos em 31 de dezembro de 2021	12.920	129	(1.579)	(281)	1.200	234	11.213	-	23.836
Saldos em 31 de dezembro de 2019	12.920	93	(1.597)	(123)	866	234	6.582	-	18.975
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	2.796	2.796
Outros resultados abrangentes (nota 23.3)	-	-	-	126	-	-	-	-	126
Pagamento baseado em ações (nota 22.2)	-	3	-	-	-	-	-	-	3
Destinação:									
Reserva legal (nota 23.6.1)	-	-	-	-	140	-	-	(140)	-
Juros sobre capital próprio (nota 23.2)	-	-	-	-	-	-	-	(545)	(545)
Dividendos mínimos obrigatórios (nota 23.2)	-	-	-	-	-	-	-	(201)	(201)
Reserva de retenção de lucros (nota 23.6.3)	-	-	-	-	-	-	1.910	(1.910)	-
Saldos em 31 de dezembro de 2020	12.920	96	(1.597)	3	1.006	234	8.492	-	21.154

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020 (Valores expressos em milhões de reais)

	Consolidado		Controladora	
	2021	2020	2021	2020
Receitas				
Vendas de energia, serviços e outros	59.378	44.270	4	4
Receita de construção de ativos próprios	790	709	-	-
Perda de crédito esperadas	(350)	(456)	-	-
	59.818	44.523	4	4
Insunhos adquiridos de terceiros				
Energia elétrica comprada para revenda	(17.531)	(13.414)	-	-
Encargos de uso da rede básica de transmissão	(6.345)	(3.357)	-	-
Matérias-primas consumidas	(554)	(448)	-	-
Materiais, serviços de terceiros e outros	(9.182)	(8.368)	(162)	(187)
	(33.612)	(25.587)	(162)	(187)
Valor adicionado bruto	26.206	18.936	(158)	(183)
Depreciação e amortização (*)	(2.015)	(1.640)	(164)	(169)
Ajuste a valor justo de ativos classificados como mantidos para venda	(482)	-	(482)	-
Valor adicionado líquido produzido pela entidade	23.709	17.296	(804)	(352)
Valor adicionado recebido em transferência				
Receitas financeiras	4.415	7.035	314	283
Resultado de equivalência patrimonial	68	(56)	5.009	3.227
	4.483	6.979	5.323	3.510
Valor adicionado total a distribuir	28.192	24.275	4.519	3.158
Distribuição do valor adicionado				
Pessoal				
Remunerações de empregados e administradores	936	793	47	40
Férias e 13º salário	217	164	-	-
Encargos sociais (exceto INSS)	118	101	-	-
Benefícios	744	302	-	-
Outros	(409)	(56)	4	4
Subtotal	1.606	1.304	51	44
Impostos, taxas e contribuições				
INSS (sobre folha de pagamento)	252	198	8	5
ICMS	8.725	6.637	-	-
PIS/COFINS sobre faturamento	2.366	2.175	10	10
Tributos sobre o lucro	1.523	943	(7)	8
Obrigações intrassetoriais	2.867	1.974	-	-
Outros	52	36	1	1
Subtotal	15.785	11.983	12	24
Financiamentos				
Juros e variações cambiais	6.729	8.080	568	294
Aluguéis	6	3	-	-
Subtotal	6.735	8.083	568	294
Remuneração de capitais próprios				
Dividendos e juros sobre capital próprio	973	746	973	746
Lucros retidos	2.758	1.923	2.721	1.910
Reserva legal	194	140	194	140
Participação dos não controladores	141	96	-	-
Subtotal	4.066	2.905	3.888	2.796
Valor adicionado distribuído	28.192	24.275	4.519	3.158

*Valor bruto, não deduzido dos créditos de PIS/COFINS

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2021 E 2020 (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 a 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:

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

Transmissão em operação

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

a) Em 2021 entraram em operacional comercial todos os trechos de linha que compõe a Transmissora Dourados, localizados no estado de Mato Grosso do Sul e São Paulo. Este lote possui uma Receita Anual Permitida - RAP anualizada de R\$ 73.

Em 7 de julho de 2021 e 16 de novembro de 2021, entraram em operação comercial o primeiro e o segundo e último trecho, respectivamente, que compõem o empreendimento de Santa Luzia (Lote 6 - Leilão de Transmissão nº 02/2017, de dezembro de 2017). O lote de Santa Luzia conta com uma RAP anualizada de R\$ 63.

Transmissão em construção

Empresa	Localidade	Data de Concessão	Data de Vencimento
Jalapaço (*)	Estados do Tocantins, Bahia e Piauí	08/03/2018	08/03/2048
Guanabara	Estado do Rio de Janeiro	22/03/2019	22/03/2049
Itapapoana	Estado do 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
EKTT 6	Estado da Bahia	20/03/2020	20/03/2050
EKTT 7	Estado da Bahia	31/03/2021	31/03/2051

(*) Construção parcial

No Leilão de Transmissão nº 02/2021 promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL") em 17 de dezembro de 2021, a Companhia arrematou o lote 4, que compreende a instalação de 3 equipamentos do tipo Compensador Síncrono na subestação Estreito, localizada no Estado de Minas Gerais.

Comercialização	Empresa	Localidade	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	Data de autorização	Data de Vencimento	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW med)
---------	---------------	------------	---------------------	--------------------	---------------------------	--------------------------

(i) Faturamento de energia em função da redução da demanda de energia elétrica nos mercados livre e regulado;
(ii) O incremento das Perdas de Créditos Esperadas (PCE) é decorrente do aumento do Contas a Receber vencido, tendo em vista a proibição das ações de corte de energia no período compreendido entre 25 de março até 31 de junho de 2020 para classe residencial e serviços essenciais. Essa proibição esteve vigente até 30 de setembro de 2021 para a subclasse baixa renda e unidades consumidoras com equipamentos de home care.

Em 31 de dezembro de 2021 e 2020, o impacto nos segmentos operacionais da Companhia se apresentam da seguinte forma:
(i) **Redes:** As receitas desse segmento estão atreladas principalmente ao fornecimento de energia elétrica e à disponibilização das redes de distribuição e de transmissão. Na distribuição, o efeito COVID-19 gerou um impacto negativo no resultado da Companhia, quando comparado a expectativa anterior a pandemia, como segue:

	2021	2020
Retração da demanda de mercado	(335)	(148)
Perdas de crédito esperadas	(97)	(114)
Lucro operacional	(432)	(262)
Tributos sobre o lucro	104	72
Efeito líquido	(328)	(190)

Adesão à Conta Covid: A Resolução Aneel nº 885, dispõe sobre a Conta Covid 19, critérios e procedimentos para a gestão dos recursos, estabelecendo limites de captação por distribuidora, fundamentados na perda de arrecadação e mercado de cada agente de distribuição. A regra detalha ainda os itens de custo que podem ser cobertos pela conta e o fluxo operacional dos repasses.

Na transmissão, seguimos monitorando as obras em andamento, adotando todas as medidas cabíveis ao alcance do grupo para evitar e/ou mitigar possíveis atrasos. Até o momento, não houve impactos relevantes no cronograma original de entrada em operação dos projetos em andamento.

(ii) **Renováveis:** As receitas desse segmento estão atreladas aos contratos de venda de energia nos ambientes regulado e livre à disponibilidade da infraestrutura, à geração de energia elétrica, bem como ao risco hidrológico ("GSF") e ao valor do Preço de Liquidação das Diferenças ("PLD"). Até o momento não foi percebida alteração na disponibilidade das geradoras causada pelas medidas de combate à COVID-19. Observamos, uma redução de aproximadamente 4,8 pontos percentuais do GSF flat em relação a 2020. O PLD acumulado até dezembro de 2021 diminuiu em relação ao mesmo período do ano anterior, em 62% no submercado sudeste, 62% no Sul e 41% no submercado Nordeste. As variações desses itens são consequência das condições hidrológicas desfavoráveis do período associadas a política operativa do ONS para garantia de suprimento energético.

(iii) **Liberalizados:** As receitas desse segmento estão atreladas à disponibilidade da infraestrutura de geração termoeletrônica bem como ao valor do PLD e dos contratos de compra e venda de energia com outros agentes e com consumidores finais no mercado livre. Até o momento não foi percebida nenhuma alteração na disponibilidade da geradora causada pelas medidas de combate à COVID-19. Observamos, uma redução acumulada em relação ao mesmo período do ano anterior, no valor do PLD em 62% no submercado sudeste e 41% no submercado Nordeste.

C) Medidas socioeconômicas

Diante do cenário, provocado pela pandemia, diversas medidas de auxílio econômico e financeiro foram introduzidas pelos três níveis de administração da Federação Brasileira, assim como foram adotadas pela Companhia diversas medidas para a proteção de seus colaboradores e também de auxílio à sociedade, como, por exemplo:

(I) Doação de 3.750 cestas básicas para instituições de apoio às famílias em situações de vulnerabilidade em diversos estados, no período compreendido entre 19 e 31 de março de 2021.

(II) Doação de refrigeradores científicos para 965 municípios das regiões nordeste e sudeste, capazes de fornecer temperaturas programáveis e constantes entre 2°C e 8°C, essenciais para a conservação das vacinas contra a COVID-19 que estão sendo utilizadas no Brasil.

1.3. 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.

1.3.1. 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 Alcadas 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 ser protegido e convertido 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 a 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 "avanzados".

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.

1.3.1.1. Gestão de risco de mercado

Risco de taxa de câmbio e de preços de commodities

A Companhia, visando assegurar que oscilações nas taxas de câmbio não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possuía em 31 de dezembro de 2021, 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.

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.

Risco de Inflação

A elevação das taxas de inflação e eventuais políticas anti-inflacionárias adotadas pelo Governo Federal podem acarretar na 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 a 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.

1.3.1.2. 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 25.7).

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 2021, 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 força 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).

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.

1.3.1.3. 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.

Risco de crédito de contrapartes comerciais

Oriunda da possibilidade da Companhia incorrer em perdas resultantes do não recebimento de valores faturados de seus 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.

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 possuem boa qualidade de crédito. 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 mantém operações em aberto em 31 de dezembro de 2021.

Rating de longo prazo em escala nacional ¹	Moody's	S&P	Fitch
Banco do Brasil	AAA	AA	AA
BNP Paribas	AA3	A+	A+
Bradesco	AAA	AAA	AAA
Caixa Econômica Federal	AAA	AAA	AA
Citibank	-	-	AAA
Goldman Sachs	-	-	AAA
Itaú	AA	-	AAA
Santander	AAA	-	-
BNDES	-	AAA	-
Votorantim	AA	AAA	-
Safra	AAA	AAA	-

¹ Bank of America, JP Morgan, Morgan Stanley, MUFG, Sumitomo e Scotiabank possuem ratings apenas em escala global

1.3.2. Seguros

O Grupo 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:

Riscos	Data da vigência	Importância Segurada ⁽¹⁾	Consolidado
Terrorismo	31/05/2021 a 31/05/2022	R\$ 585.034	
Responsabilidade Civil Ambiental	31/05/2021 a 31/05/2022	R\$ 36.000	
Responsabilidade Civil Geral – Distribuição Nordeste	08/10/2021 a 08/10/2023	R\$ 22.000	
Responsabilidade Civil Geral – Transmissão/Geração	31/05/2021 a 31/05/2022	R\$ 144.000	
Responsabilidade Civil Geral – EKT	31/05/2021 a 31/05/2022	R\$ 44.000	
Veículos – Executivo	31/05/2021 a 31/05/2022	100% FIPE	
Risco Operacional - Subestações e Usinas	31/05/2021 a 31/05/2022	R\$ 2.100.000	
Responsabilidade Civil – Drones	15/06/2021 a 15/06/2022	R\$ 598	
Veículos – Operacional	31/05/2021 a 31/05/2022	R\$ 700	
Transporte	08/10/2021 a 08/10/2022	R\$ 2.000	
Transporte – Óleo Diesel	08/10/2021 a 08/10/2022	R\$ 500	
D&O	23/08/2021 a 23/08/2022	R\$ 150.000	
Empresarial	31/05/2021 a 31/05/2022	R\$ 60.500	
Cibersegurança	31/05/2021 a 31/05/2022	R\$ 32.753	
Equipamentos Portáteis de Medição	30/06/2021 a 30/06/2022	Valor Equipamento	

⁽¹⁾ Valores apresentados em milhares de reais.

Os seguros do Grupo são contratados conforme as respectivas políticas de gerenciamento de riscos e 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"), aprovados 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 17 de fevereiro de 2022.

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 a 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
17	Intangível (vinculado a concessão)
20.1	Provisão para processos judiciais
22.1	Obrigações com benefícios de aposentadoria
25.2	Estimativa de valor justo de instrumentos financeiros

2.5 Novas 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
IFRS 9 / CPC 48, IAS 39 / CPC 08; IFRS 7 / CPC 40; IFRS 4 / CPC 11; e IFRS 16 / CPC 06 (R2)	Adição de novos requisitos de divulgação sobre os efeitos trazidos pela reforma da taxa de juros referenciais (IBOR).	01/01/2021

As alterações em Pronunciamentos que entraram em vigor em 01 de janeiro de 2021 não produziram impactos relevantes nas demonstrações financeiras consolidadas.

b) Alteração em pronunciamentos com vigência a partir de 2022

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
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

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 apresentadas como segue:

	Lucro líquido		Patrimônio líquido	
	2021	2020	2021	2020
Controladora	3.888	2.796	23.836	21.154
Programa de remuneração de baseado em ações ¹	(3)	-	(3)	-
Capitalização encargos financeiros ²	61	20	81	20
Tributos sobre o lucro ²	(21)	(7)	(28)	(7)
Consolidado	3.925	2.809	23.886	21.167

(1) Atualização referente ao plano de remuneração baseado em ações contabilizados pelas controladas do Grupo.

(2) 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 de geração de energia elétrica oriundas de fontes naturais renováveis, tais como parques eólicos 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 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 2021											
	Redes			Renováveis			Liberalizados			Outros	
	Distribuição	Transmissão	Total	Geração eólica	Geração hidráulica	Total	Renováveis a gás	Geração a gás	Comercialização e serviços	Total	Resultado
Receita bruta com terceiros	53.271	3.861	57.132	522	240	762	104	1.380	1.484	-	59.378
Receita bruta inter-segmentos	11	53	64	119	395	514	1.828	110	1.938	4	2.520
Deduções da receita bruta	(15.093)	(352)	(15.445)	(45)	(77)	(122)	(429)	(217)	(646)	-	(16.213)
Custos e despesas operacionais ¹	(28.319)	(2.179)	(30.498)	(156)	13	(143)	(815)	(864)	(1.679)	(225)	(32.545)
Custos e despesas operacionais inter-segmentos ¹	(1.999)	(14)	(2.013)	(33)	(43)	(76)	(58)	(373)	(431)	-	(2.520)
Perdas de crédito esperadas	(349)	-	(349)	-	-	-	-	(1)	(1)	-	(350)
(3) Ajuste valor justo – investimento	-	-	-	-	(482)	(482)	-	-	-	-	(482)
Resultado de participação societária	-	-	-	-	68	68	-	-	-	-	68
LAJDA (EBITDA)	7.522	1.369	8.891	407	114	521	630	35	665	(221)	9.856
Depreciação e amortização ²	(1.515)	-	(1.515)	(122)	(86)	(208)	(63)	(1)	(64)	(197)	(1.984)
Lucro operacional	6.007	1.369	7.376	285	28	313	567	34	601	(418)	7.872
Resultado financeiro, líquido	(1.510)	(340)	(1.850)	(98)	(66)	(164)	(60)	(6)	(66)	(203)	(2.283)
Tributos sobre o lucro	(1.011)	(292)	(1.303)	(20)	(104)	(124)	(78)	(5)	(83)	(13)	(1.523)
Lucro líquido	3.486	737	4.223	167	(142)	25	4				

5. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

Consolidado			
	2021	2020	Total
Forneimento de energia (nota 5.1)	22.071	23.963	46.034
Disponibilidade da rede elétrica (nota 5.2)	19.797	19.797	39.594
Construção de infraestrutura da concessão ⁽¹⁾	7.341	-	7.341
Câmara de Comercialização de Energia – CCEE	988	78	1.066
Mecanismo de venda excedente – MVE	401	-	401
Valor de reposição estimado da concessão ⁽²⁾	1.579	-	1.579
Remuneração do ativo contratual	670	-	670
Efeitos de ativos e passivos financeiros setoriais (nota 5.3)	3.739	-	3.739
Outras receitas (nota 5.4)	546	36	582
Receita operacional bruta	57.132	762	57.894
(-) Deduções da receita bruta (nota 5.5)	(15.445)	(122)	(15.567)
Receita operacional líquida	41.687	640	42.327

Consolidado			
	2021	2020	Total
Forneimento de energia (nota 5.1)	15.584	17.421	33.005
Disponibilidade da rede elétrica (nota 5.2)	16.462	16.462	32.924
Construção de infraestrutura da concessão ⁽¹⁾	6.567	-	6.567
Câmara de Comercialização de Energia – CCEE	1.359	50	1.409
Mecanismo de venda excedente – MVE	96	-	96
Valor de reposição estimado da concessão ⁽²⁾	549	-	549
Remuneração do ativo contratual	291	-	291
Efeitos de ativos e passivos financeiros setoriais (nota 5.3)	1.051	-	1.051
Outras receitas (nota 5.4)	300	18	318
Receita operacional bruta	42.259	739	43.000
(-) Deduções da receita bruta (nota 5.5)	(11.556)	(127)	(11.683)
Receita operacional líquida	30.703	612	31.315

(1) Em 2021, a Receita de construção da infraestrutura da concessão refere-se à: (i) Construção das Distribuidoras em R\$ 4.245 (R\$3.637 em 2020); e (ii) Construção das Transmissoras em R\$ 3.096 (R\$2.930 em 2020), respectivamente.
 (2) Atualização do ativo financeiro decorrente da parcela indenizável da concessão, pela Base de Remuneração Regulatória (‘BRR’).

Reajuste Tarifário Anual – IRT 2021

Em 2021, a ANEEL homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual dos ativos de distribuição da Companhia da seguinte forma:

	Neoenergia Coelha	Neoenergia Cosern	Neoenergia Elektro
Consumidores alta tensão	12,38%	11,18%	12,89%
Consumidores baixa tensão	7,82%	8,27%	8,84%
Reajuste médio na tarifa	8,98%	8,96%	11,49%
Nº da resolução homologatória	2.857	2.858	2.927
Data da resolução homologatória	22/04/2021	22/04/2021	27/08/2021

O uso dos créditos tributários referentes à 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 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.

Revisão Tarifária Neoenergia Pernambuco

A diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) homologou em 27 de abril de 2021, os resultados da quinta Revisão Tarifária da Neoenergia Pernambuco, com vigência a partir de 29 de abril de 2021, conforme a Resolução Homologatória ANEEL nº 2.861/2021. O efeito médio para os consumidores é de 8,99%, sendo que para os consumidores de alta tensão, 11,89%, enquanto para os de baixa tensão, 8,01%. O uso dos créditos tributários, referentes ao trânsito em julgado da exclusão do ICMS da base do PIS/COFINS, assim como o reperfilamento da Rede Básica e a conta COVID contribuíram para redução do efeito médio para o consumidor, enquanto o reajuste dos itens da Parcela B foi integralmente aplicado a partir de 29 de abril de 2021.

Revisão Tarifária Neoenergia Brasília

Em 21 de outubro de 2021, a diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) homologou os resultados da quinta Revisão Tarifária da Neoenergia Distribuição Brasília – Neoenergia Brasília, com vigência a partir de 22 de outubro de 2021, conforme a Resolução Homologatória ANEEL nº 2.965/2021. A revisão tarifária da Companhia vai trazer um efeito médio para os consumidores de 11,10%, sendo que para os consumidores de alta tensão, vai ficar em 9,16%, enquanto para os de baixa tensão, ficará em 11,85%. O diferencial da compra de Energia de Itaipu, a reversão do saldo remanescente da conta Covid, o uso antecipado dos créditos tributários referentes à exclusão do ICMS da base do PIS/COFINS, bem como o financiamento relativo à Bandeira Escassez Hídrica, contribuíram para redução do efeito médio ao consumidor, enquanto o reposicionamento dos itens da Parcela B foi integralmente aplicado já a partir de 22 de outubro de 2021.

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. A cobrança valerá para todos os consumidores do Sistema Interligado Nacional de setembro de 2021 a abril de 2022, com exceção dos beneficiários da tarifa social, 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.

Bandeiras	Consumidores SIN (Exceto Baixa Renda)		Baixa Renda
	2021	2020	
Jan	Amarela	Amarela	Amarela
Fev	Amarela	Amarela	Amarela
Mar	Amarela	Amarela	Amarela
Abri	Amarela	Amarela	Amarela
Mai	Vermelha Patamar I	Vermelha Patamar I	Vermelha Patamar I
Jun	Vermelha Patamar II	Vermelha Patamar II	Vermelha Patamar II
Jul	Vermelha Patamar II	Vermelha Patamar II	Vermelha Patamar II
Ago	Vermelha Patamar II	Vermelha Patamar II	Vermelha Patamar II
Set	Escassez Hídrica	Escassez Hídrica	Vermelha Patamar II
Out	Escassez Hídrica	Escassez Hídrica	Vermelha Patamar II
Nov	Escassez Hídrica	Escassez Hídrica	Amarela
Dez	Escassez Hídrica	Escassez Hídrica	Verde

No ano de 2021, os valores dos adicionais das bandeiras tarifárias foram definidos conforme detalhamento da tabela a seguir.

Patamares	Até junho/2021	De julho a agosto/2021	A partir de setembro/2021
	REH nº 2.628/2019 R\$/MWh	REH nº 2.888/2021 R\$/MWh	Resolução nº 3 MME R\$/MWh
Verde	-	-	Não altera
Amarela	13,43	18,74	Não altera
Vermelha Patamar I	41,69	39,71	Não altera
Vermelha Patamar II	62,43	94,92	Não altera
Escassez Hídrica	-	-	142

Em dezembro de 2021 a Companhia faturou R\$ 1.631 a título de Bandeira de Escassez Hídrica.

Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica

Em 31 de agosto de 2021, a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG), emitiu a Resolução nº 2, que instituiu o Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica para unidades consumidoras do Sistema Interligado Nacional. O objetivo é atender ao Sistema Interligado Nacional (SIN), em meio à crise hídrica que afeta os reservatórios das usinas hidrelétricas. O programa, de caráter “excepcional e temporário”, terá duração até 30 de abril de 2022 e prevê o pagamento de bônus de R\$ 50 para cada 100 kWh economizados, para os consumidores que apresentem redução do consumo entre 10% a 20%, no período de 01 de setembro a 31 de dezembro de 2021, comparado com o mesmo período de 2020. Esse bônus vai ser concedido diretamente nas faturas de energia elétrica de cada consumidor, a partir do mês de janeiro, e em contrapartida a Companhia reconhecerá uma receita de subvenção governamental, em montante equivalente.

Até 31 de dezembro de 2021, o montante estimado de bônus a conceder aos consumidores era de R\$ 332, sendo neutralizado no resultado com o valor a receber em subvenções.

5.1. Fornecimento de energia elétrica

Consolidado			
	2021	2020	Total
Residencial	18.496	14.253	32.749
Comercial	6.972	5.074	12.046
Industrial	5.624	4.795	10.419
Rural	2.419	1.768	4.187
Poder público	1.753	1.107	2.860
Iluminação pública	1.390	921	2.311
Serviços públicos	1.369	1.030	2.399
Fornecimento não faturado	70	386	456
Transferência – Disponibilidade da rede elétrica	(17.117)	(14.407)	(31.524)
Subvenções e Subsídios governamentais ¹	2.987	2.494	5.481
	23.963	17.421	41.384

(1) A Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 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 2021, foi registrada receita de R\$ 2.987 (R\$ 2.494 em 2020), sendo: (i) R\$ 953 (R\$ 1.128 em 2020) referentes à subvenção baixa renda, (ii) R\$ 1.518 (R\$ 1.269 em 2020) referentes a subvenção CDE, (iii) R\$ 332 (R\$ 0 em 2020) referente à subvenção bônus crise hídrica e (iv) R\$ 185 (R\$ 97 em 2020) de subvenção CCRBT.

5.2. Disponibilidade da rede elétrica

A receita com Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), refere-se basicamente a venda de energia para consumidores livres e cativos com a cobrança de tarifa pelo uso da rede de distribuição.

Consolidado			
	2021	2020	Total
Consumidor livre	2.680	2.055	4.735
Consumidor cativo ⁽¹⁾	17.117	14.407	31.524
	19.797	16.462	36.259

(1) Receitas referentes a disponibilidade da infraestrutura da rede elétrica, mensurada utilizando-se a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD média, após a homologação desta pela ANEEL para o consumidor cativo.

5.3. Efeitos de ativos e passivos financeiros setoriais

Consolidado			
	2021	2020	Total
CVA e Neutralidade	1.238	(116)	1.122
Energia (i)	1.625	259	1.884
Encargos do serviço do sistema – ESS (ii)	92	(21)	71
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	209	385	594
TUST (iii)	(58)	106	48
Neutralidade de encargos setoriais	10	(40)	(30)
PROINFA	3.116	573	3.689

Componentes financeiros e Subsídios
 Repasse de sobrecontratação (iv) (103) 753 (103) 753
 Risco hidrológico (96) (148) (96) (148)
 Ultrapassagem de Demanda/ Excedente Reativo (117) (149) (117) (149)
 Diferimento de reajuste (65) (122) (65) (122)
 Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR (81) (8) (81) (8)
 Passivo conta COVID (v) (218) (97) (218) (97)
 Crédito Pis/Cofins sobre ICMS (vi) 905 - 905 -
 Outros 34 5 34 5
Total 623 478 623 478

(i) **Energia:** CVA ativa, decorrente das diferenças a maior entre os custos de energia incorridos em relação à cobertura tarifária ANEEL, com destaque para o aumento das despesas dos contratos regulados de compra de energia por disponibilidade, devido à elevação dos custos com o acionamento das usinas termelétricas, e os eventos financeiros de contabilização da CCEE, no curto prazo em 2021, ainda que minimizada pela reversão dos valores das bandeiras tarifárias e de escassez hídrica, conforme determinado pela ANEEL, resultou em uma CVA mais ativa neste ano;
 (ii) **Encargos do serviço do sistema – ESS:** CVA ativa, decorrente das diferenças a maior entre os custos incorridos em relação à cobertura tarifária ANEEL, em função do aumento do Encargo de Segurança Energética (ESS) e do Encargo por Ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco (ESS_CAR), devido ao maior acionamento das usinas termelétricas em 2021, ainda que minimizada pela reversão dos valores das bandeiras tarifárias e de escassez hídrica, conforme determinado pela ANEEL, resultou em uma CVA mais ativa neste ano;
 (iii) **TUST – Rede básica:** Aumento da constituição, em função da REH nº 2.725/2020, que estabeleceu as Receitas Anuais Permitidas – RAP das transmissoras, com vigor a partir de 1º de julho de 2020 e da amortização dos saldos homologados nos processos de reajuste tarifário;
 (iv) **Repasse de sobrecontratação:** Redução 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 até o limite regulatório e da amortização dos saldos homologados entre os processos de reajuste tarifário;
 (v) **Passivo conta COVID:** Constituição passiva do componente financeiro, correspondente à amortização do saldo do ativo financeiro setorial previsto no inciso V caput do art. 3º, em função do mercado faturado, conforme estabelecido na REN ANEEL nº 885/2020.
 (vi) **Crédito PIS/COFINS sobre ICMS:** Reconhecimento da antecipação da reversão dos valores oriundos de créditos decorrentes da exclusão do ICMS da base de cálculo PIS/COFINS, como componente financeiro a ser compensado do montante total habilitado pela RFB. A ANEEL reconheceu, no reajuste tarifário de 2021, R\$ 1.422 à título de antecipação de Crédito PIS/COFINS sobre ICMS, sendo constituído pela concessãoária até dezembro de 2021, o valor ativo de R\$ 893 em contrapartida da redução da receita.

5.4. Outras receitas

Consolidado			
	2021	2020	Total
Renda da prestação de serviços	55	25	80
Arrendamentos e aluguéis	316	206	522
Serviço taxado	20	9	29
Taxa de iluminação pública	7	6	13
Administração de faturas de fraudes	9	7	16
Comissão serviços de terceiros	58	49	107
Ganho/perda na RAP	36	(18)	18
Receita de operação e manutenção	70	33	103
Operações fotovoltaicas	14	8	22
Outras receitas	25	10	35
Total	610	335	945

5.5. Deduções de receita bruta

Consolidado		
	2021	2020
Tributos		
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	(8.725)	(6.637)
Programa de Integração Social - PIS e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	(4.597)	(3.636)
Imposto sobre Serviços - ISS	(24)	(34)
	(13.346)	(10.307)
Encargos setoriais		
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(2.309)	(1.548)
Programa de eficiência energética – PEE	(158)	(119)
Encargos do consumidor – PROINFA e CCRBT	(163)	(124)
Outros encargos ⁽¹⁾	(237)	(183)
	(2.867)	(1.974)
	(16.213)	(12.281)

(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

5.6. Política contábil e julgamento 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. Esta receita corresponde aos custos de construção adicionados de uma margem bruta residual, destinada a cobrir os custos de gestão ou execução da construção dos ativos transmissão e distribuição de energia elétrica.
 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. Esta receita é calculada levando em consideração os custos incorridos no contrato de concessão para estas obrigações de desempenho, acrescidos de margem.
 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 taxa implícita que remunera o ativo de contrato varia entre 8,5% a.a. e 11,5% a.a. e a taxa interna de retorno utilizada para viabilidade dos projetos de transmissão varia entre 16% a.a. e 17% a.a., nominal e antes dos impostos.
 A Receita Anual Permitida (RAP) é revisada anualmente em função da inflação, conforme o índice de atualização previsto em cada contrato de concessão (IPCA ou IGP-M). A parcela de reajuste relativa à variação desses índices é considerada como um componente de contraprestação variável e os efeitos resultantes da aplicação dos novos valores de RAP no modelo de cálculo do ativo contratual são imediatamente reconhecidos no resultado, no grupo de receita operacional.

A receita de operações venda de energia na CCEE e transações no mercado de curto prazo estão reconhecidos valor justo da contraprestação a receber no momento em que as transações ocorrem. O preço da energia nessas operações tem como característica o vínculo com Preço de Liquidação de Diferenças (‘PLD’).
 b) **Estimativas e julgamento crítico**
 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.
 A receita de construção de infraestrutura da concessão, considerando o modelo regulatório vigente para o negócio de distribuição de energia, que não prevê remuneração específica para a construção ou melhoria da infraestrutura da concessão, a administração da Companhia estima que a premissas de margem dessas obrigações de desempenho é zero (0%). A Companhia reavalia estas premissas com suporte de seus consultores internos e externos, no mínimo uma vez por ano, no tocante às expectativas de recebimentos da obrigação de desempenho de construção e melhoria da infraestrutura.

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 época, interna com base no histórico e perda da rede básica, contratos de compra e venda definidos no curto prazo além daqueles vigentes à data, valor do PLD (realizado e previsto) divulgado pela CCEE e prévia do GSF de acordo com as informações disponibilizadas pelo ONS.

6. CUSTOS COM ENERGIA ELÉTRICA

Consolidado		
	2021	2020
Compra para revenda		
Energia adquirida no Ambiente de Contratação Regulado – ACR (i)	(8.644)	(5.716)
Energia adquirida no Ambiente de Contratação Livre – ACL	(1.280)	(1.160)
Custos Variáveis do Mercado de Curto Prazo – MCP (ii)	(3.407)	(1.610)
Energia curto prazo – PLD ⁽¹⁾ e MRE ⁽¹⁾ (iii)	398	(1.553)
Contratos por cotas de garantia física	(1.662)	(1.429)
Energia adquirida contrato bilateral	(773)	(199)
Energia Itaipu	(1.336)	(992)
Cotas das Usinas Angra I e Angra II	(466)	(503)
Outros	(361)	(252)
Subtotal	(17.531)	(13.414)
Créditos de PIS e COFINS	1.724	1.205
Total	(15.807)	(12.209)
Encargos de uso dos sistemas de distribuição e transmissão		
Encargos de rede básica	(3.289)	(2.612)
Encargos de transporte Itaipu	(108)	(83)
Encargos de conexão	(214)	(167)
Encargos de uso do sistema de distribuição	(65)	(120)
Encargo de serviço do sistema – ESS (iv)	(2.852)	(338)
Encargo de energia de sistema – EER (v)	181	(22)
Outros encargos	2	(15)
Subtotal	(6.345)	(3.357)
Créditos de PIS e COFINS	532	286
Total	(5.813)	(3.071)
Total dos custos com energia elétrica	(21.620)	(15.280)

¹ PLD – Preço de Liquidação de Diferenças.
² MRE – Mecanismo de Realocação de Energia.

(i) O acréscimo do custo de energia adquirida no ACR é decorrente do aumento dos custos de cotas compulsórias, do reajuste das tarifas dos geradores, do início de novos contratos e principalmente da parcela variável impactada diretamente pelo PLD, em virtude do maior acionamento da geração de usinas térmicas em decorrência da crise hídrica;
 (ii) Menor disponibilidade de água nos grandes reservatórios hidroelétricos aumentou o custo com o Risco Hidrológico e o consequente despacho das térmicas aumentou o custo com o Reservatório Virtual;
 (iii) Redução decorrente da equalização do PLD em 2021 gerando menos excedente financeiro

9. RESULTADO FINANCEIRO

	Consolidado		Controladora	
	2021	2020	2021	2020
Receita financeira				
Renda de aplicações financeiras	186	135	14	16
(-) Tributos sobre receita financeira	(50)	(41)	(9)	(10)
Juros e encargos contas a receber de clientes e outros títulos	500	440	-	-
Atualização de depósitos judiciais	14	8	2	2
Atualização do ativo financeiro setorial	38	4	-	-
Benefícios pós-emprego e outros benefícios	3	3	-	-
Outras receitas financeiras	64	48	180	177
	755	597	187	185
Despesa financeira				
Encargos sobre instrumentos de dívida ⁽¹⁾	(2.336)	(1.240)	(341)	(122)
Benefícios pós-emprego e outros benefícios	(88)	(63)	-	-
Atualização do passivo financeiro setorial	-	-	-	-
Atualização de provisões para processos judiciais	(210)	(175)	-	2
IOF	(9)	(25)	(1)	(1)
Outras despesas financeiras	(291)	(244)	(76)	(57)
	(2.934)	(1.755)	(418)	(178)
Outros resultados financeiros, líquidos				
Perdas com variações cambiais e marcação a mercado - Dívida	(1.833)	(4.280)	-	-
Ganhos com variações cambiais e marcação a mercado - Dívida	1.444	1.906	(56)	66
Perdas com instrumentos financeiros derivativos - Nota 19.3.b	(1.819)	(1.932)	(151)	(102)
Ganhos com instrumentos financeiros derivativos - Nota 19.3.b	2.127	4.488	172	22
Perdas com variações cambiais e monetárias	(62)	(57)	2	(14)
Ganhos com variações cambiais e monetárias	39	3	1	-
	(104)	128	(32)	(28)
Resultado financeiro, líquido	(2.283)	(1.030)	(263)	(21)

(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	2021	2020
Lucro antes dos tributos sobre o lucro		5.589	3.848
Tributos sobre o lucro às alíquotas da legislação - 34%		(1.902)	(1.308)
Ajustes que afetaram o cálculo dos tributos sobre o lucro:			
Benefício tributário sobre os juros sobre o capital próprio		119	192
Incentivos fiscais		409	307
Diferença de presunção de base do lucro presumido		123	70
Adições (reversões) de ativos fiscais não reconhecidos		(192)	(121)
Outras adições (reversões) permanentes		(80)	(83)
Tributos sobre o lucro		(1.523)	(943)
Alíquota efetiva		27%	25%
Corrente		(566)	(511)
Diferido		(957)	(432)

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	2021	2020
Prejuízo fiscal (inclui base negativa)		404	191
Mais-valia e provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido		461	540
Diferenças temporárias:			
Combinação de negócios (nota 15.4)		(671)	-
Obrigações com benefícios pós-emprego		287	386
Provisão para processos judiciais		353	285
Perdas estimadas de créditos - Contas a receber		281	164
Direito de uso da concessão receita de ultrapassagem		96	102
Mais-valia vinculada ao imobilizado e intangível		48	48
Valor justo de ativos financeiros indenizáveis		(1.535)	(703)
Capitalização de juros de dívida		(160)	(275)
Depreciação acelerada		(40)	(35)
Valor justo de instrumentos financeiros		14	(226)
Risco hidrológico (GSF)		(42)	-
Outros		(604)	(324)
Total		(1.039)	153
Ativo não circulante		727	656
Passivo não circulante		(1.766)	(503)

As variações dos tributos diferidos são as seguintes:

Saldo em 31 de dezembro de 2020

Combinação de negócios		
Efeitos reconhecidos no resultado		
Efeitos reconhecidos nos outros resultados abrangentes		
Transferências entre ativos e passivos		
Saldo em 31 de dezembro de 2021		
Saldo em 31 de dezembro de 2021		
Efeitos reconhecidos no resultado		
Efeitos reconhecidos nos outros resultados abrangentes		
Transferências entre ativos e passivos		
Saldo em 31 de dezembro de 2020		

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 2021, a expectativa de realização dos ativos fiscais diferidos, reconhecidos, está apresentada como segue:

	Consolidado	Entre 2022 e 2031	Entre 2032 e 2036	em diante
Ativo fiscal diferido	243	139	120	52

10.1.3. Tributos correntes ativos e passivos

	Consolidado	2021	2020
IRPJ		732	558
CSLL		123	78
Ativo		855	636
Circulante		848	635
Não circulante		7	1
		Consolidado	2021
		2020	
IRPJ		38	38
CSLL		18	4
Passivo		56	42
Circulante		29	16
Não circulante		27	26

Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro

Em 31 de dezembro de 2021 e 2020, a Companhia possuiu R\$ 27 e R\$ 26, respectivamente, reconhecidos na linha de tributos sobre o lucro a receber, referente ao impacto das posições tributárias incertas, além de R\$ 25 reconhecidos como ativos de IRPJ e CSLL a recuperar, como resultado do julgamento do Recurso Extraordinário nº 1.063.187 pelo Plenário do Supremo Tribunal Federal em 24 de setembro de 2021, quando foi estabelecida a inconstitucionalidade da incidência do IRPJ e da CSLL sobre os valores atinentes à taxa Selic recebidos em razão de repetição de indébito tributário.

Além das incertezas tributárias no tratamento dos tributos sobre o lucro que foram reconhecidos, em 31 de dezembro de 2021 e 2020, a Companhia possui o montante de R\$ 3.674 e R\$ 3.146, 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\$ 3.249 (R\$ 3.146 em 31 de dezembro de 2020).
- (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\$ 126.

10.1.4. 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.

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. 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.

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. Benefício fiscal - Mais-Valia e 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:

Mais-valia - incorporado		5.294
Provisão Constituída		(3.489)
Benefício fiscal		1.805
Amortização acumulada		(2.930)
Reversão acumulada		1.747
Saldos em 31 de dezembro de 2019		622
Amortização		(144)
Reversão		62
Saldos em 31 de dezembro de 2020		540
Amortização		(138)
Reversão		59
Saldos em 31 de dezembro de 2021		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, conseqüentemente, 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	Entre 2022 e 2031	Entre 2032 e 2035	em diante
Neoenergia Coelba	0,0313	0,0297	0,0282	0,0268
Neoenergia Pernambuco	0,0214	0,0205	0,0186	0,0177
Neoenergia Cosern	0,0267	0,0255	0,0244	0,0234
Neoenergia Elektro	0,0901	0,0901	0,0901	0,0901
Termopenambuco	0,0122	0,0101	0,0083	-
Itapebi	0,0099	0,0085	0,0073	0,0066
FEB	0,0310	0,0310	0,0310	0,0310
FER	0,0350	0,0350	0,0350	0,0350
EnelBrasil	0,1130	0,1130	0,1130	-
EXCE	0,0901	0,0901	0,0901	-

10.3. Outros tributos

10.3.1. Outros tributos a recuperar

	Consolidado	2021	2020
Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS		755	685
Programa de Integração Social - PIS (a)		1.090	1.063
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS (a)		5.056	4.907
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS		28	27
Outros		19	12
Outros tributos a recuperar		6.948	6.694
Circulante		2.085	1.629
Não circulante		4.863	5.065

(a) Vide nota explicativa nº 10.4

10.3.2. Outros tributos e encargos setoriais a recolher

	Consolidado	2021	2020
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS		808	356
Programa de integração social - PIS		169	127
Contribuição para o financiamento da seguridade social - COFINS		785	583
Impostos e contribuições retidos na fonte		111	160
Outros		67	57
Outros tributos a recolher		1.940	1.283
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		189	204
Programa de Eficiência Energética - PEE		304	240
Outros		385	185
Encargos Setoriais		878	629
Total outros tributos e encargos setoriais a recolher		2.818	1.912
Circulante		1.690	1.148
Não circulante		1.128	764

10.4. 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 efetivamente paga.

Em agosto e setembro de 2019, transitaram em julgado decisões favoráveis às controladas Neoenergia Cosern e Neoenergia Coelba e, em dezembro de 2020, transitou em julgado decisão favorável à Neoenergia Pernambuco, ações estas ajuizadas em 2010. Diante de tal fato, autorizador da compensação nos termos do art. 170-A do Código Tributário Nacional, a Companhia constituiu um ativo de PIS e de COFINS a recuperar já atualizado no total de R\$ 5.755, tomando por critério de cálculo o entendimento da Receita Federal do Brasil na Solução de Consulta Interna COSIT nº 013/2018, considerando inicialmente o montante de R\$ 475 devido. Constituiu-se ainda, na ocasião, um passivo no montante de R\$ 5.749, sendo R\$6 de honorários de êxito, devido aos advogados, decorrente da adoção de cautela necessária e devida prudência frente ao possível entendimento da ANEEL de que os montantes a serem apropriados por meio de compensação dos créditos fiscais reconhecidos deverão ser integralmente repassados aos consumidores, segundo a interpretação da Agência dos termos das normas regulamentares do setor elétrico e do contrato de concessão. O tema, contudo, segue sob consulta pública da Agência, ainda não concluída até a presente data.

Os valores contabilizados no ativo e passivo passaram a ser atualizados pela taxa SELIC. Os valores de recalculo dos valores à luz do entendimento firmado em torno do expurgo do ICMS pelo valor destacado e não mais o valor devido adotado inicialmente, a Companhia constituiu um ativo suplementar em 2021 de R\$ 1.372. Dentro desse montante está incluído o montante de R\$ 745 referente à processos ajuizados por algumas subsidiárias (NC Energia, Neoenergia Distribuição Brasília e Neoenergia Elektro) cujas decisões judiciais ainda não transitaram em julgado. Entretanto, a Companhia após análise criteriosa de cada processo observou semelhanças frente as ações transitadas em julgado para as quais a Companhia já obteve êxito e estão alinhadas com as decisões de mérito dos Embargos de Declaração no STF.

A Companhia vem adotando os procedimentos de recuperação do crédito tributário de acordo com a regulamentação expedida pela Receita Federal do Brasil. As controladas Neoenergia Coelba, Neoenergia Cosern e Neoenergia Pernambuco iniciaram o repasse aos consumidores a partir de abril de 2021, conforme Resolução Homologatória ANEEL nº 2.857/21, 2.858/21 e 2.861/21. Para a controlada Neoenergia Elektro o repasse iniciou a partir de agosto de 2021 conforme Resolução Homologatória ANEEL nº 2.927.

Apresentamos a seguir a movimentação do Ressarcimento a consumidores:

	Consolidado	2021	2020
Saldo em 31 de dezembro de 2019		404	191
Constituição		461	540
Atualização monetária		-	-
Pagamento (i)		-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2020		865	731
Combinação de negócios (vide nota 15.4)		-	-
Constituição (i)		148	911
Atualização monetária (ii)		-	-
Pagamento (iii)		313	(2)
Transferência pela parcela A (nota 13)		-	(1.096)
Saldo em 31 de dezembro de 2021		6.029	6.029
Circulante		1.500	1.500
Não circulante		4.529	4.529
(i) Impacto oriundo da mudança de critério entre ICMS destacado versus devido, no montante de R\$ 135, referente aos meses em que não houve a exclusão do ICMS na base de cálculo do PIS/COFINS.		-	-
(ii) Impacto oriundo da mudança de critério entre ICMS destacado versus devido, no montante de R\$ 142 e atualização, no montante de R\$ 171, referente aos meses em que não houve a exclusão do ICMS na base de cálculo do PIS/COFINS.		-	-
(iii) Pagamento de honorários de êxito		-	-

11. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Equivalentes de caixa são operações de alta liquidez, sem restrição de uso, prontamente convertíveis em um montante conhecido de caixa e estão sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor.

	Consolidado	2021	2020
Caixa e depósitos bancários à vista		296	227
Certificados de depósito bancário ("CDB")		1.649	1.598
Fundos de investimentos		3.600	3.235
Total		5.545	5.060

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 2021, a remuneração média dessas carteiras são de 99% do CDI.

Em 31 de dezembro de 2021 e 2020, os fundos de investimentos são substancialmente compostos por aplicações em Letras Financeiras do Tesouro e operações compromissadas com lastros em títulos públicos. Estes instrumentos possuem alta liquidez no mercado secundário e estão sujeitas a um baixo risco de mudança de valor.

12. CONTAS A RECEBER DE CLIENT

	Consolidado			
	2021		2020	
	Direitos	Obrigações	Direitos	Obrigações
CVA e Neutralidade				
Energia	1.734	(8)	1.726	782
Encargos do serviço do sistema – ESS	1.766	-	1.766	75
Conta de desenvolvimento energético – CDE	82	(34)	48	5
Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão – TUST	482	(4)	478	305
Outros	67	(128)	(61)	17
Componentes financeiros e subsídios				
Repasso de sobre contratação (1)	111	(426)	(315)	129
Risco hidrológico	-	(912)	(912)	-
Ultrapassagem de Demanda/ Excedente	-	(594)	(594)	-
Compensação Acordos Bilaterais de CCEAR	1	-	1	65
Passivo conta Covid	-	(34)	(34)	-
Crédito PIS/COFINS sobre ICMS (2)	917	(1.116)	(1.199)	-
Outros	172	(385)	(213)	68
Total	5.332	(3.641)	1.691	1.446
Valores homologados pela ANEEL (em reversão)	1.742	(1.033)	709	175
Valores a serem homologados pela ANEEL (em constituição)	3.590	(2.608)	982	1.271
Total	5.332	(3.641)	1.691	1.446
Ativo circulante				
Ativo não circulante				
Passivo circulante				
Passivo não circulante				

(1) Em agosto de 2020, a ANEEL publicou o despacho nº 2.508, que estabeleceu os valores de exposições a serem tratadas como involuntárias, no âmbito da compra de energia, relativas ao biênio 2016/2017. Tempestivamente, a companhia interpôs recurso administrativo quanto a esses valores, contestando os critérios adotados no seu cálculo, que foram aplicados sem previsão normativa expressa. Até a presente data, não houve decisão por parte da agência sobre o mérito da questão.

(2) 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, conduzido a ANEEL autorizou o uso antecipado dos valores em situações excepcionais, nos quais haja possibilidade de aumento tarifário expressivo. Nesse sentido, foi reconhecido no processo de Reajuste Tarifário 2021, a antecipação da reversão dos valores oriundos desses créditos como componente financeiro negativo, cujo diferimento para os próximos 12 meses, de abril/21 a mar/22, está lastreado à expectativa de compensações futuras desses créditos junto à Receita Federal.

A movimentação dos saldos de ativos e passivos setoriais da concessão estão apresentados como segue:

	Consolidado	
	Direitos	Obrigações
Saldo em 31 de dezembro de 2019	2.187	(2.105)
Constituição	5.166	(3.876)
Amortização (Índice de Reposicionamento Tarifário)	(3.892)	3.653
Atualização monetária	60	(64)
Antecipação conta COVID (1)	(1.811)	147
Transferências	(264)	226
Saldo em 31 de dezembro de 2020	1.446	(2.019)
Constituição	5.528	(2.164)
Amortização (Índice de Reposicionamento Tarifário)	(1.502)	2.054
Atualização monetária	101	(62)
Transferências	(241)	(1.450)
Saldo em 31 de dezembro de 2021	5.332	(3.641)

(1) No exercício de 2020, a Companhia recebeu o montante de R\$ 1.664 captados pela CCEE e repassados pela conta COVID às distribuidoras de energia elétrica, nas contas correntes vinculadas ao repasse de modicidade tarifária da conta de Desenvolvimento Energético – CDE, referente aos ativos regulatórios declarados no Termo de Aceitação e contabilizados nos termos da Resolução Normativa nº 885, de 23 de junho de 2020.

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.

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). 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 liquidados 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	
	2021	2020
Saldo inicial do exercício	14.403	11.743
Adição pela combinação de negócios (nota 15.4)	137	1
Baixas	(35)	(28)
Reversão	2	1
Transferência ativo contratual (1)	2.402	2.108
Transferência ativo intangível	28	27
Transferência outros	-	-
Ajustes a valor justo	1.579	549
Saldo final do exercício	18.516	14.403

(1) Transferência do ativo financeiro das distribuidoras, classificado como ativo de contrato durante o período de construção. A revisão tarifária que ocorre a cada quatro anos na Neoenergia Pernambuco e Neoenergia Elektro, e a cada cinco anos na Neoenergia Coelba, Neoenergia Cosern e Neoenergia Brasília.

14.2. Ativo Contratual

Os ativos vinculados à infraestrutura da concessão, cujo direito à contraprestação está condicionado à satisfação de obrigações de desempenho, são classificados como Ativos de Contrato e apresentam a seguinte composição:

	Consolidado		
	Transmissão	Distribuição	Total
Circulante	492	-	492
Não circulante	8.188	4.259	12.447
Total	8.680	4.259	12.939

Esses ativos apresentaram a seguinte movimentação no exercício:

	Consolidado		
	Transmissão	Distribuição	Total
Saldo 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)

	Consolidado		
	Transmissão	Distribuição	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2019	1.756	3.877	5.633
Adições (1)	3.065	3.625	6.690
Baixas	(2)	(28)	(30)
Transferências - intangíveis em serviço (1)	-	(1.546)	(1.546)
Transferências - ativos financeiros (1)	-	(2.108)	(2.108)
Transferências - outros	-	29	29
Amortização de ativo contratual	(85)	-	(85)
Atualização monetária	291	-	291
Saldo em 31 de dezembro de 2020	5.025	3.849	8.874
Custo	5.025	4.182	9.207
Obrigações especiais	-	(333)	(333)

(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.

14.3. Política contábil

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:

- Distribuidoras;
- De acordo com os contratos de concessão;
- Do 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 (veja nota 17) em virtude de sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos consumidores;
- 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 (ii) manter e operar a infraestrutura de transmissão.

Para cumprir essas duas obrigações de desempenho, a transmissora de energia mantém sua infraestrutura de transmissão disponível para os usuários e em contrapartida recebe uma remuneração denominada 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 desempenho são subsequentemente reclassificados para a contas a receber de clientes.

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		Total	
	Coligadas	Consolidado	Controladas	Controladora
Saldo em 31 de dezembro de 2020	1.051	1.376	2.427	20.350
Aumento de capital	40	-	40	4.199
Participação societária no resultado	100	(32)	68	4.941
Participação societária em outros resultados abrangentes	-	-	-	(215)
Amortização da mais-valia	-	-	-	(160)
Dividendos declarados	(53)	(3)	(56)	(3.392)
Ajuste a valor justo de ativos classificados como mantidos para venda	-	(482)	(482)	-
Reclassificação ativo mantido para venda (nota 15.3)	-	(797)	(797)	-
Outros	-	-	-	19
Saldo em 31 de dezembro de 2021	1.138	62	1.200	25.742
Saldo em 31 de dezembro de 2019	1.040	1.461	2.501	16.627

	Joint ventures		Total	
	Coligadas	Consolidado	Controladas	Controladora
Aumento de capital	27	-	27	1.433
Participação societária no resultado	24	(80)	(56)	3.283
Participação societária em outros resultados abrangentes	-	-	-	143
Amortização da mais-valia	-	-	-	(164)
Dividendos declarados	(40)	(5)	(45)	(972)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	1.051	1.376	2.427	20.350

Apresentamos a seguir a movimentação dos dividendos e juros sobre capital próprio a receber.

	Consolidado		Controladora	
	2021	2020	2021	2020
Saldo inicial do exercício	16	15	684	389
Declarados	56	45	3.356	929
Recebidos	(47)	(44)	(3.411)	(634)
Reversão	-	-	-	-
Integralização	-	-	-	-
Saldo final do exercício	25	16	629	684
Circulante	25	16	629	659
Não circulante	-	-	-	25

15.2 Detalhamento por classe de investimento

A seguir apresentamos informações adicionais sobre as principais investidas:

Controladas	Segmento	Participação e capital votante (%)	Saldo dos investimentos em		Resultado de participação		Dividendos recebidos	
			2021	2020	2021	2020	2021	2020
	Redes	100,00%	5.789	2.355	694	516	28	1
	Liberalizado	100,00%	1.519	1.355	545	219	340	130
	Renováveis	100,00%	5.229	4.138	351	225	155	125
	Outros	100,00%	12	14	(39)	(1)	-	-
Subsidiárias integrais								
Outras subsidiárias								
	Redes	98,94%	6.229	6.041	1.623	1.179	1.666	115
	Redes	99,68%	3.861	3.697	820	590	626	57
	Redes	89,65%	1.819	1.721	337	195	183	103
	Redes	93,05%	1.467	1.285	490	312	333	19
	Afluente T	90,13%	223	165	90	16	35	40
			26.148	20.771	4.911	3.251	3.366	590

Coligadas e joint ventures		Participação	Saldo dos investimentos em		Resultado de participação		Dividendos recebidos	
			2021	2020	2021	2020	2021	2020
	Teles Pires Participações (1)	Renováveis	50,56%	808	765	5	(36)	-
	Companhia Hidrelétrica Teles Pires	Renováveis	51,00%	26	25	-	-	-
	Águas da Pedra	Renováveis	51,00%	304	260	96	61	45
	Norte Energia S.A. (NESA) (2)							
	Vide nota 15.3	Renováveis	10,00%	-	1.322	(43)	(86)	-
	Energética Corumbá III	Renováveis	25,00%	62	55	10	5	1
				1.200	2.427	68	(56)	46
				(406)	(421)	30	32	-
				26.942	22.777	5.009	3.227	634

(1) Em 14 de setembro de 2021 foi celebrado o acordo entre com o Consórcio Construtor Teles Pires – (CCTP) e a Companhia Hidrelétrica Teles Pires S.A. para extinção do processo de arbitragem junto à Câmara de Conciliação e Arbitragem da Fundação Getúlio Vargas, instaurado em maio de 2016. O pedido referia-se ao suposto aumento de custo do projeto, estimado pelo "CCTP", referente aos seguintes eventos: atrasos decorrentes de liberação das áreas afetadas pelas obras, pleito de geologia, pleito de mão de obra e pleito da linha de transmissão.

O referido acordo definiu que a Companhia fizesse o pagamento de R\$ 77 ao CCTP, sendo R\$ 8 retidos a título de caução garantida, até a conclusão de pendências relativas à construção. A provisão para processos judiciais constituída em 2016 foi revertida em 30 de setembro de 2021.

(2) Riscos relacionados às conformidades legais na NESA: Em 2014, o Ministério Público Federal – MPF iniciou investigações sobre irregularidades envolvendo empreiteiros e fornecedores do projeto UHE Belo Monte e de seus outros acionistas, as quais ainda estão em curso. Em 2015, a NESA contratou escritórios de advocacia e auditoria especializadas, em conexão com o processo de investigação interna conduzido pela Comissão Independente aprovada no contexto de um dos acionistas da investida, Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás, cujos trabalhos foram concluídos em 2016, nos quais se concluiu que certos contratos continham sobre-preço estimado em 1% dos preços de contratos. Como consequência, a NESA reconheceu impairment dos ativos na proporção de sua participação. Considerando que a investigação ainda está em curso por parte do MPF e que não houve a divulgação de fatos novos, não há como prever se ocorrerão impactos na investida.

15.3. Ativo não circulante mantido para venda

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 Xingú, 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 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.

Nesse sentido, a Administração da Companhia iniciou um programa firme para localizar um comprador e concluir o plano de desinvestimento e vem evoluindo nas medidas necessárias para a implementação futura do desinvestimento, tomando como referência o exercício de 2022. Tais medidas incluíam a contratação de consultores para a seleção de interessados e elaboração do processo de venda, contratação de assessor legal, bem como outros procedimentos usuais para esse tipo de processo.

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,



15.6. 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.

	2021				Afluente T
	Neoennergia Coelba	Neoennergia Elektro	Neoennergia Pernambuco	Neoennergia Cosern	
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

	2020				Afluente T
	Neoennergia Coelba	Neoennergia Elektro	Neoennergia Pernambuco	Neoennergia Cosern	
Balanço patrimonial					
Caixa e equivalentes de caixa	474	912	728	209	31
Contas a receber de clientes	2.234	1.829	1.464	581	4
Instrumentos derivativos	839	830	553	264	-
Imobilizado e intangível	3.351	1.581	2.461	686	1
Outros ativos	14.023	4.126	6.217	2.877	172
Total de ativos	20.921	9.278	11.423	4.617	208
Empréstimos e financiamentos	7.817	4.001	5.463	1.702	1
Contas a pagar a fornecedores	1.333	888	883	360	3
Instrumentos derivativos	2	11	2	-	0
Benefícios a empregados	821	168	135	-	-
Outros passivos	4.807	1.218	3.228	1.216	17
Total de passivos	14.789	6.277	9.721	3.280	21
Patrimônio líquido	6.132	3.001	1.702	1.337	187

(b) Informações selecionadas do resultado abrangente e outras informações

	2021				Afluente T
	Neoennergia Coelba	Neoennergia Elektro	Neoennergia Pernambuco	Neoennergia Cosern	
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

	2020				Afluente T
	Neoennergia Coelba	Neoennergia Elektro	Neoennergia Pernambuco	Neoennergia Cosern	
Resultado abrangente					
Receita operacional, líquida	11.285	6.833	6.862	2.794	36
Lucro operacional antes do resultado financeiro	1.811	950	534	468	19
Lucro líquido do exercício	1.219	592	217	342	19
Resultado abrangente total	69	19	(6)	14	-
Outras informações					
Capital circulante líquido	691	124	112	357	48
Fluxo de caixa operacional	1.793	1.111	851	491	27

15.7. 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 2021 e 2020 os ativos que apresentaram indicadores prévios de deterioração ou perda de valor recuperável foram submetidos à análise para identificação de real impacto por possível perda por impairment, sendo constatado, como resultado, que não houve necessidade de reconhecimento de perda por redução ao valor recuperável de qualquer ativo da Companhia.

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 que 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.

Tais fluxos são descontados por taxas pós impostos utilizando-se de metodologia amplamente aplicada no mercado de energia.

15.8. 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) os 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 (iv). 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 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 coligada, empreendimento controlado em conjunto e subsidiária. Apenas as operações em conjunto constituídas por meio de entidade veículo com personalidade jurídica própria são avaliadas pelo método da equivalência patrimonial. Para as demais operações 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 joint ventures é reconhecida na demonstração do resultado e a participação nas mutações das reservas é reconhecida nas reservas da Companhia. Quando a participação da Companhia nas perdas de uma coligada ou joint ventures 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 controlada em conjunto.

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. Uma vez que um investimento que era mensurado pelo método da equivalência patrimonial passa a ser classificado como mantido para venda, não estará mais sujeito à aplicação desse método.

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.

A Administração realizará, no mínimo anualmente, a revisão das premissas para avaliar o impacto das mudanças macroeconômicas e operacionais, a fim de estimar os fluxos de caixa futuros e mensurar o valor recuperável dos ativos, principalmente o goodwill.

15.9 Relação das subsidiárias, coligadas e joint ventures

As empresas subsidiárias estão abaixo relacionadas:

Empresas	Atividade	Participação total	
		2021	2020
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – Neoennergia Coelba	Distribuição	98,94%	96,65%
Companhia Energética de Pernambuco – Neoennergia Pernambuco	Distribuição	89,65%	89,65%
Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Neoennergia Cosern	Distribuição	93,05%	91,50%
Elektro Redes S.A. – Neoennergia Elektro	Distribuição	99,68%	99,68%
Neoennergia Distribuição Brasília S.A.	Distribuição	100,00%	100,00%
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A. – Afluente T	Transmissão	90,13%	87,84%
SE Narandiba S.A. – Narandiba	Transmissão	100,00%	100,00%
Potiguar Sul Transmissão de Energia S.A. – Potiguar Sul	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoennergia Jalapão Transmissão de Energia S.A. – Jalapão	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoennergia Santa Luzia Transmissão de Energia S.A. – Santa Luzia	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoennergia Guanabara Transmissão de Energia S.A. – Guanabara	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoennergia Itapaboana Transmissão de Energia S.A. – Itapaboana	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoennergia Lagoa dos Patos Transmissão de Energia S.A. – Lagoa dos Patos	Transmissão	100,00%	100,00%
EKTT 6 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A. – EKTT 6	Transmissão	100,00%	100,00%
EKTT 7 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE 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%
Neoennergia Vale do Itajaí Transmissão de Energia S.A. – Vale do Itajaí	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoennergia Dourados Transmissão de Energia S.A. – Dourados	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoennergia Atibaia Transmissão de Energia S.A. – Atibaia	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoennergia Biguaçu Transmissão de Energia S.A. – Biguaçu	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoennergia Sobral Transmissão de Energia S.A. – Sobral	Transmissão	100,00%	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	Comercialização	100,00%	100,00%
Itapebi Geração de Energia S.A. – Itapebi	Geração térmica	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 I 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%

Empresas	Atividade	Participação total	
		2021	2020
Bonito 1 Energia Renovável S.A. – Bonito 1	Geração eólica	100,00%	100,00%
Bonito 2 Energia Renovável S.A. – Bonito 2	Geração eólica	100,00%	100,00%
Bonito 3 Energia Renovável S.A. – Bonito 3	Geração eólica	100,00%	100,00%
Calango Solar 1 Energia Renovável S.A. – Calango Solar 1	Geração eólica	100,00%	100,00%
Calango Solar 2 Energia Renovável S.A. – Calango Solar 2	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%
Oitis 23 Energia Renovável S.A. – Oitis 23	Geração eólica	100,00%	100,00%
Oitis 24 Energia Renovável S.A. – Oitis 24	Geração eólica	100,00%	100,00%
Elektro Operação e Manutenção Ltda - Elektro O&M	Serviços	100,00%	100,00%
Neoennergia Serviços Ltda – Neoserv	Serviços	100,00%	100,00%
Neoennergia Operação e Manutenção S.A. – Neoennergia O&M	Serviços	100,00%	100,00%
Bahia Geração de Energia S.A. – Bahia III	Outros	100,00%	100,00%
Belo Monte Participações S.A. – Belo Monte	Outros	100,00%	100,00%
Neoennergia Investimentos S.A. – Neoinvest	Outros	100,00%	100,00%

As empresas coligadas e joint ventures estão abaixo relacionadas:

Empresas	Atividade	Participação total	
		2021	2020
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	Atividade	Participação total	
		2021	2020
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:

|--|

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

	Consolidado		Controladora	
	2021	2020	2021	2020
Denominados em R\$	27.920	18.511	3.792	1.399
Indexados a taxas flutuantes	27.522	18.011	3.792	1.399
Indexados a taxas fixas	398	500	-	-
Denominados em US\$	9.054	6.902	1.626	772
Indexados a taxas flutuantes	1.187	1.542	-	-
Indexados a taxas fixas	7.867	5.360	1.626	772
Denominados em outras moedas	1.921	1.209	-	-
Indexados a taxas fixas	1.921	1.209	-	-
(-) Depósitos em garantia	38.895	26.622	5.418	2.171
(-) Custo de transação	(90)	(102)	-	-
	(182)	(140)	(45)	(43)
	38.623	26.380	5.373	2.128
Passivo circulante	7.940	3.936	2.276	29
Passivo não circulante	30.683	22.444	3.097	2.099

Em 31 de dezembro de 2021, o custo médio percentual das dívidas são os seguintes:

	Consolidado		Controladora	
	2021	2020	2021	2020
Custo médio em % CDI ⁽²⁾	171,4%	172,4%	180,2%	332,0%
Custo médio em taxa pré	8,1%	4,7%	8,5%	9,0%
Saldo da dívida	38.623	26.380	5.373	2.128
Instrumentos financeiros derivativos	(1.870)	(2.583)	128	94
Dívida total líquida de derivativos	36.753	23.797	5.501	2.222

(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
2022	7.617	2.358	(121)	9.854
2023	4.431	1.901	264	6.596
2024	6.416	1.626	(683)	7.359
2025	5.165	1.372	(743)	5.794
2026	5.085	1.321	(600)	5.806
Entre 2027 e 2031	10.530	3.000	(836)	12.694
Entre 2032 e 2036	3.780	1.207	(873)	4.114
2037 em diante	2.055	464	-	2.519
Total	45.079	13.249	(3.592)	54.736

	Controladora			
	Principal ¹	Juros ²	Instrumentos derivativos	Total
2022	2.204	295	179	2.678
2023	131	104	129	364
2024	217	106	87	410
2025	232	107	67	406
2026	249	106	48	403
Entre 2027 e 2031	2.810	349	(214)	2.945
Entre 2032 e 2036	1.694	94	(873)	915
Total	7.537	1.161	(577)	8.121

(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 2021 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 2022, está prevista a amortização de R\$ 2.500 mil pela Neoenergia que foi captado para aquisição da Neoenergia Brasília. Pela Neoenergia Coelba, o valor de amortizações estimado é de R\$1.000, pela Neoenergia Pernambuco, R\$1.300, pela Neoenergia Elektro, R\$ 851 e pela Neoenergia Cosern, R\$ 536. O total de amortizações da holding e dessas quatro distribuidoras representa 80% do volume consolidado a amortizar neste período.

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

	Consolidado		Controladora	
	2021	2020	2021	2020
Saldo Inicial do exercício	26.380	22.663	2.128	1.287
Adição pela combinação de negócios (nota 15.4)	226	-	-	-
Efeito no fluxo caixa:				
Captações	15.718	5.764	3.296	836
Amortização de principal	(5.230)	(4.816)	(296)	(60)
Custo de captação	(77)	(39)	(8)	(8)
Pagamento de encargo de dívida	(1.250)	(935)	(144)	(49)
Aplicação (resgate) depósitos em garantia	11	30	-	-
Efeito não caixa:				
Encargos incorridos	2.458	1.341	341	122
Variação cambial	461	2.355	56	(68)
Marcação a valor justo	(74)	17	-	-
Saldo final do exercício	38.623	26.380	5.373	2.128

No período de doze meses findos em 31 de dezembro de 2021, a Companhia captou R\$ 15.800, sendo: (i) R\$ 5.700 através de empréstimos bancários e financiamentos em moeda estrangeira, contratando também os swaps cambiais; (ii) R\$ 7.000 através de emissão de instrumento de Mercado de Capitais (debêntures e notas promissórias); e (iii) R\$ 2.900 através de financiamentos com bancos de fomento nacionais, dentre eles BNDES, BNB e BASA; e (iv) R\$ 200 através de Cédulas de Crédito Bancário (CCB).

d) Linhas de crédito

Tipo	Moeda	Data limite de captação	Consolidado	
			Montante total	Montante utilizado
Linhas de financiamento	R\$	29/12/2024	9.066	5.293
Linhas de financiamento	€	22/12/2024	1.264	-
Linhas de financiamento	US\$	04/01/2022	200	-
			10.530	5.293

e) Condições restritivas financeiras (Covenants)

Alguns contratos de dívida da Companhia contém cláusulas de covenants. Os principais covenants da Companhia obrigam a manter certos índices, como a dívida sobre o EBITDA (LAJIDA – Lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização) e EBITDA sobre o resultado financeiro. Abaixo seguem os principais parâmetros:

- (i) Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual a 4;
 - (ii) EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 1,5 ou 2.
- Controladas:
- (i) Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual 3 ou 4;
 - (ii) EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2;
 - (iii) ISCD maior ou igual a 1,2 ou 1,3.

A Companhia não identificou nenhum evento em 31 de dezembro de 2021 e 2020.

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 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 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 uso pretendido. Os juros de empréstimos e financiamentos não capitalizados são reconhecidos no resultado no período que foram incorridos.

Em 31 de dezembro de 2021 e 2020, a taxa média de capitalização dos juros (encargos incorridos) é de 0,05% e 0,06%, 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 swaps, contratos a termo, opções e outros derivativos com o objetivo de proteção econômica e financeira. As considerações gerais da estratégia de gestão de risco estão expostas na nota 25.7.

a) Ativo (passivo) dos derivativos no balanço patrimonial

	Consolidado		Controladora	
	2021	2020	2021	2020
Contratados para proteção de dívidas:				
Risco de câmbio (NDF, Opções e outros derivativos)	1	(3)	(1)	(4)
Swap de moeda – US\$ vs R\$	1.571	2.027	(104)	(85)
Swap de moeda – Outras moedas vs R\$	226	321	-	-
Swap de taxas de juros – R\$	105	201	-	-
Contratados para proteção de outras operações:				
Risco de câmbio – Produtos e serviços	(19)	49	(9)	7
Risco de preço das próprias ações (NEOE3)	(14)	(12)	(14)	(12)
Exposição líquida	1.870	2.583	(128)	(94)
Ativo circulante	737	722	-	-
Ativo não circulante	1.463	1.998	-	-
Passivo circulante	(133)	(14)	(27)	(3)
Passivo não circulante	(197)	(123)	(101)	(103)

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

	Consolidado		Controladora	
	2021	2020	2021	2020
Derivativos não designados para contabilidade de hedge				
Contratados para proteção de dívidas	2	70	-	-
Contratados para proteção de outras operações	(12)	-	-	-
Contratados para proteção do preço das próprias ações (NEOE3)	(14)	(12)	(14)	(12)
Derivativos designados para contabilidade de hedge - fluxo de caixa				
Contratados para proteção de dívidas	1.140	1.560	(105)	(89)
Contratados para proteção de outras operações	(7)	49	(9)	7
Derivativos designados para contabilidade de hedge - valor justo				
Contratados para proteção de dívidas	761	916	-	-
	1.870	2.583	(128)	(94)

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

	Consolidado					
	2021		2020		2020	
	Proteção de dívidas	Proteção de outras operações	Total	Proteção de dívidas	Proteção de outras operações	Total
Saldo inicial	2.546	37	2.583	1.340	(22)	1.318
Ganho (perda) reconhecido no resultado	399	30	329	2.544	309	2.853
Ganho (perda) reconhecido no Capex	-	6	6	-	1	1
Ganho (perda) reconhecido no resultado abrangente	(294)	(52)	(346)	99	70	169
Liquidação financeira entradas (saídas)	(645)	(57)	(702)	(1.437)	(321)	(1.758)
Saldo final	1.906	(36)	1.870	2.546	37	2.583
Ganho (perda) reconhecido no resultado						
Custos de operação	-	36	36	-	315	315
Resultado financeiro, líquido	300	(4)	296	2.544	(6)	2.538

	Controladora					
	2021		2020		2020	
	Proteção de dívidas	Proteção de outras operações	Total	Proteção de dívidas	Proteção de outras operações	Total
Saldo inicial	(89)	(5)	(94)	-	-	-
Ganho (perda) reconhecido no resultado	25	10	35	(68)	(12)	(80)
Ganho (perda) reconhecido no resultado abrangente	(57)	(18)	(75)	(20)	6	(14)
Liquidação financeira entradas (saídas)	17	(11)	6	-	-	-
Saldo final	(104)	(24)	(128)	(88)	(6)	(94)
Ganho (perda) reconhecido no resultado						
Custos de operação	-	14	14	-	-	-
Resultado financeiro, líquido	25	(4)	21	(68)	(12)	(80)

c) Política contábil e julgamentos críticos

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 qualificadas como hedge accounting são classificadas e apresentadas 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 avaliados por hedge, com o objetivo da gestão de risco de 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

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 E DEPÓSITOS JUDICIAIS

	Consolidado	
	2021	2020
Provisão para processos judiciais (nota 20.1.a)	1.543	1.189
Provisão para obrigações ambientais	129	115
Provisão para obrigações para desmantelamento de ativos	101	40
Provisões ressarcimentos	84	83
	1.857	1.427
Passivo circulante	256	221
Passivo não circulante	1.601	1.206

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 2020	623	405	149	12	1.189
Adição pela combinação de negócios (nota 15.4)	23	9,0%	31	87	199
Adições e reversões, líquido	150	58	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

	Consolidado				
	Provisões cíveis	Provisões trabalhistas	Provisões fiscais	Provisões regulatórias	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2019	514	403	137	13	1.067
Adições e reversões, líquido	149	31	13	(2)	191
Pagamentos	(162)	(78)	(7)	(1)	(248)
Atualização monetárias	122	49	16	2	189
Transferências	-	-	(10)	-	(10)
Saldo em 31 de dezembro de 2020	623	405	149	12	1.189

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

- (i) **Processos cíveis:** Do total de R\$ 829 (R\$ 623 em 31 de dezembro de 2020) provisionados, 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\$ 362 (R\$ 271 em 31 de dezembro de 2020).
 - 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\$ 163 (R\$63 em 31 de dezembro de 2020).
 - A Companhia é parte envolvida em discussões contratuais com terceiros, em tribunais arbitrais, no montante de R\$ 14 (R\$ 11 em 31 de dezembro de 2020).
- (ii) **Processos trabalhistas:** Do total de R\$ 475 (R\$ 405 em 31 de dezembro de 2020) provisionados, 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\$ 85 (R\$ 80 em 31 de dezembro de 2020), corresponde a estimativa provável de recursos para liquidar a discussão.
 - Ações movidas por ex-empregados contra a Companhia cujos principais temas envolv

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 seguradora social, sem fins lucrativos e com autonomia administrativa e financeira.

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

Planos de benefício definido	Consolidado			
	Quantidade de beneficiários ativos	Quantidade de beneficiários assistidos	Situação	Posição em 31/12/2021 Condição financeira
Néos – Plano BA (antigo Plano FAELBA)	1	888	Fechado	Superavitário
Néos – Plano RN (antigo Plano FASERN)	-	283	Fechado	Superavitário
Néos – Plano PE (antigo Plano CELPOS)	56	3.281	Fechado	Deficitário
Fundação CESP – PSAP/Elektro ⁽¹⁾	3.475	1.715	Aberto	Deficitário
FACBE – Faceb Saldado	22	493	Fechado	Deficitário
FACBE – Plano BD	18	228	Fechado	Deficitário
	3.572	6.888		
Planos de contribuição definida	Consolidado			
Néos – Plano BA (antigo Plano FAELBA)	4.504	2.001	Fechado	N/A
Néos – Plano RN (antigo Plano FASERN)	35	3	Fechado	N/A
Néos – Plano PE (antigo Plano CELPOS)	2.170	216	Fechado	N/A
Néos – Plano CD Néos	3.067	-	Aberto	Superavitário
FACBE – CEBPREV	538	1.064	Aberto	N/A
	10.314	3.284		
	13.886	10.172		

(1) O plano possui uma submassa estruturada na modalidade de contribuição definida, na qual 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).

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 2021, o plano possui 14.313 beneficiários (beneficiários ativos 11.299 e beneficiários assistidos 3.014).

a) Movimentação dos ativos e passivos dos planos

(i) Benefício definido e saúde pós emprego

	Benefício definido		Saúde		Plano de Benefícios		FACBE Saldado	
	Valor Ativo	Valor Passivo	Valor Ativo	Valor Passivo	Valor Ativo	Valor Passivo	Valor Ativo	Valor Passivo
Saldo em 31 de dezembro de 2019	3.223	3.355	266	(134)	(691)			
Custo do serviço	15	-	15	(1)	-	-	-	-
Efeitos dos juros	(240)	252	(20)	(8)	(52)	-	-	-
Contribuições pagas pelos participantes	(5)	5	-	-	-	-	-	-
Contribuições pagas pelo patrocinador	-	44	-	44	-	-	-	-
Benefícios pagos pelo plano	231	(231)	-	-	-	-	-	-
Efeitos de reduções/liquidações	-	-	-	-	-	-	-	-
Efeito de mudança nas premissas atuariais e limite do teto	(284)	-	34	(250)	(119)	-	-	-
Retorno sobre os ativos dos planos (excl. receita de juros)	-	64	-	64	-	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2020	(3.506)	3.489	(252)	(269)	(820)			
Combinação de negócios	(134)	143	(9)	-	(324)	350	(26)	-
Custo do serviço	(7)	-	-	(7)	17	-	-	-
Efeitos dos juros	(251)	251	(17)	(17)	(59)	(22)	23	-
Contribuições pagas pelos participantes	(5)	5	-	-	-	-	-	-
Contribuições pagas pelo patrocinador	-	48	-	48	57	-	3	-
Benefícios pagos pelo plano	286	(286)	-	-	-	22	(22)	-
Efeitos de reduções/liquidações	-	-	-	-	-	-	-	-
Efeito de mudança nas premissas atuariais e limite do teto	209	-	89	298	124	(33)	-	(33)
Retorno sobre os ativos dos planos (excl. receita de juros)	-	(200)	-	(200)	-	(20)	-	(20)
Efeito do teto	-	9	-	9	-	26	-	26
Saldo em 31 de dezembro de 2021	(3.408)	3.450	(180)	(138)	(681)	(357)	334	(23)
Planos superavitários	(453)	638	(181)	4	-	-	-	-
Planos deficitários	(2.815)	2.682	-	(142)	(680)	-	-	-

Em 2021, a Companhia apurou uma perda atuarial pelo ajuste de experiência de R\$ 265 no plano PSAP/Elektro, ocasionada substancialmente pelo reajuste de 16,29% nos benefícios dos participantes assistidos que utiliza como base a variação do IGP-DI. Os ativos (passivos) líquidos, por plano de benefício definido, está apresentado como segue:

	Consolidado					
	Néos – Plano BA	Néos – Plano RN	Néos – Plano PE	PSAP/Elektro	Plano de Benefícios FACBE Saldado	Ativos (passivos), líquidos
Saldo em 31 de dezembro de 2019						
Custo do serviço	21	11	(166)	1	14	-
Efeitos dos juros	-	-	-	-	-	-
Contribuições pagas pelo patrocinador	2	1	(41)	-	3	-
Efeito de mudança nas premissas atuariais e limite do teto	17	4	(3)	(269)	-	-
Retorno sobre os ativos dos planos (excluindo receitas de juros)	(21)	(2)	3	84	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2020	19	14	(135)	(168)	(8)	(1)
Custo do serviço	2	1	(8)	(12)	1	3
Efeitos dos juros	1	-	45	3	-	-
Contribuições pagas pelo patrocinador	47	28	77	146	(33)	(3)
Efeito de mudança nas premissas atuariais e limite do teto	(84)	(42)	(71)	(3)	(20)	(20)
Retorno sobre os ativos dos planos (excluindo receitas de juros)	9	-	-	-	-	26
Efeito do teto	-	-	-	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2021	(6)	1	(91)	(42)	(23)	(23)

b) Valores reconhecidos no resultado do exercício

	Consolidado					
	Benefício definido	Saúde pós emprego	Contribuição definida	Total	Benefício definido	Saúde pós emprego
Custo do serviço	(4)	(1)	(55)	(60)	15	(1)
Efeitos de reduções/liquidações	18	-	18	33	23	-
Despesa com juros de passivos	(242)	(59)	-	(301)	(240)	(52)
Reciclação de juros de ativos	225	-	-	225	232	-
Total	(21)	(42)	(55)	(118)	30	(53)
Alocação dos custos do serviço:						
Resultado do exercício	(4)	17	(55)	(42)	15	(1)

c) Valores reconhecidos nos outros resultados abrangentes

	Consolidado					
	Benefício definido	Saúde pós emprego	Total	Benefício definido	Saúde pós emprego	Total
Saldo no início do exercício	(70)	(266)	(336)	53	(188)	(135)
Efeito de mudança nas premissas atuariais	208	124	332	(284)	(119)	(403)
Retorno sobre ativos do plano (exclui receita de juros)	(200)	-	(200)	1	64	64
Mudança de teto de ativo	98	-	98	34	-	34
Outros efeitos	9	-	9	-	-	-
Efeito bruto	115	124	239	(186)	(119)	(305)
Tributos sobre o lucro	(21)	(42)	(63)	63	41	104
Efeito líquido em outros resultados abrangente	94	82	176	(123)	(78)	(201)
Saldo no final do exercício	24	(184)	(160)	(70)	(266)	(337)

d) Valores reconhecidos no balanço patrimonial

	Consolidado					
	Benefício definido	Saúde pós emprego	Plano de Benefícios FACBE Saldado	Benefício definido	Saúde pós emprego	Total
Valor presente das obrigações atuariais	(3.409)	(681)	(357)	(3.506)	(820)	(4.326)
Valor justo dos ativos	3.451	-	334	3.489	-	3.823
Efeito do limite do ativo (teto)	(180)	-	-	(252)	-	(432)
Total passivo (ativo) líquido	(138)	(681)	(23)	(269)	-	(968)
Total passivo líquido	(138)	(681)	(32)	(266)	(820)	(1.837)
Ativo não circulante	4	-	-	34	-	38
Passivo circulante	(47)	(55)	(4)	(66)	(4)	(110)
Passivo não circulante	(95)	(625)	(28)	(748)	(816)	(1.559)

Em 31 de dezembro de 2021 e 2020, 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\$ 52 e R\$60, respectivamente. Este contrato gera uma obrigação extraordinária para a Companhia, atualizado pelo INPC + 6% a.a., com vencimento dezembro de 2023.

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

(i) Ativos dos planos por categoria

	Consolidado					
	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	-	284	284	-	-	-
Fundo de Investimentos imobiliários	-	105	105	-	84	84
Outros	-	152	152	1	90	91
Aplicação através de fundos:						
Fundo de investimento – Ações/ Quotas	475	-	475	349	1	350
Fundo de investimento – Multimercado	1.243	-	1.243	1.324	-	1.324
Fundo de investimento – Renda fixa	1.521	-	1.521	1.595	-	1.595
Fundo de investimento – Imobiliário	-	-	-	44	-	44
Total	3.239	546	3.784	3.345	175	3.489

(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	Total	Total
2022	235	83	318	318
2023	265	80	345	345
2024	264	80	344	344
2025	261	80	341	341
2026	256	78	334	334
2027 a 2031	1.221	374	1.595	1.595
Total	2.502	775	3.277	3.277

Para fins de capitalização dos planos de benefícios definidos, a Companhia espera desembolsar R\$ 53 no exercício de 2022.

(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:

	Consolidado			
	Benefício definido	Saúde pós emprego	Plano de Benefícios FACBE Saldado	Total
Taxa nominal de desconto – Redução de 0,5%				
Valor presente da obrigação atuarial	1.926	713	375	1.688
Impacto % no valor presente da obrigação atuarial	5,69%	0,00%	5,12%	6,48%
Impacto no <i>duration</i> da obrigação atuarial	14,58	10,46	10,72	15,18
Taxa nominal de desconto – Aumento de 0,5%				
Valor presente da obrigação atuarial	1.731	650	340	1.497
Impacto % no valor presente da obrigação atuarial	(5,30%)	(4,37%)	(4,69%)	(6,18%)
Impacto no <i>duration</i> da obrigação atuarial	13,28	9,77	10,02	14,00

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:

	Consolidado			
	Benefício definido	Saúde pós emprego	Plano de Benefícios FACBE Saldado	Total
Taxa média nominal de desconto	8,94%	8,54%	8,26%	7,14%
Taxa média nominal de crescimento do custo salarial	5,58%	0,00%	N/A	4,62%
Taxa real de inflação dos custos médicos	N/A	3,00%	0,00%	3,25%
Taxa média de inflação estimada no longo prazo	3,00%	3,00%	3,00%	3,25%
<i>Duration</i> (em anos)	13,91	10,11	10,36	13,40

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

	2021										2020
	Néos – Plano BA	Néos – Plano RN	Néos – Plano PE	PSAP/Elektro	NDB-FACBE Saldado	NDB-FACBE Plano BD	Néos – Plano BA	Néos – Plano RN	Néos – Plano PE	PSAP/Elektro	
Taxa média nominal de desconto	8,17%	8,16%	8,18%	8,94%	8,42%	8,26%	6,98%	6,80%	7,04%	7,25%	
Taxa média nominal de custo salarial	N/A	N/A	4,03%	5,58%	N/A	N/A	N/A	N/A	4,28%	5,94%	
Taxa média de inflação estimada no longo prazo	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%	3,25%	3,25%	3,25%	3,25%	
<i>Duration</i> (em anos)	8,94	7,52	9,16	13,91	11,47	10,36	9,25	8,64	9,57	16,60	
Tábua de mortalidade	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-M&F	BR-EMSSb-v.2015 M&F	SUSEP BR - EMSSb v2015 (M) desagradada 15%	AT2000 ponderada (40% M e 60% F), suavizada 10%	AT2000 (M)	AT2000 (M) suavizada em 10%	
Tábua de entrada em invalidez	N/A	N/A	Light média	Light Fraca suavizada 30%	TASA 1927	N/A	N/A	N/A	Light média	Light Fraca suavizada 30%	
Tábua de mortalidade de inválidos	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-DISABLED	BR EMSSb v2010 (M)	AT1983 ponderada (40% M e 60% F), suavizada 10%	AT1983 (M)	AT49 (M)	

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.

(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 das participações de 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

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 de 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

	2021						2020					
	Joint ventures		Acionistas e outros		Total		Joint ventures		Acionistas e outros		Total	
Ativo												
Contas a receber e outros (a)	1	1	-	2	-	1	-	1	-	-	1	16
Dividendos e juros sobre capital próprio a receber (b)	23	2	-	25	15	1	-	1	-	-	21	21
Outros ativos (c)/(d)	-	-	49	49	-	-	-	-	-	21	21	38
	24	3	49	76	15	2	21	21	38			
Passivo												
Fornecedores e contas a pagar (a)/(d)/(e)/(f)	45	119	122	286	40	103	106	249				
Benefícios a empregados (c)	-	-	44	44	-	-	60	60				
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar (g)	-	-	805	805	-	-	476	476				
Outros passivos (e)	-	-	4	4	-	-	216	216				
	45	119	975	1.139	40	103	858	1.001				

	2021						2020					
	Contro-ladas		Acionistas e outros		Total		Contro-ladas		Acionistas e outros		Total	
Ativo												
Dividendos e juros sobre capital próprio a receber (l)	606	23	-	629	669	15	-	684				
Outros ativos (j)/(p)/(q)/(r)	636	-	-	636	77	-	-	77				
	1.242	23	-	1.265	746	15	-	761				

	2021						2020					
	Contro-ladas		Acionistas e outros		Total		Contro-ladas		Acionistas e outros		Total	
Passivo												
Fornecedores e contas a pagar (e)/(f)	-	-	105	105	-	-	104	104				
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar (g)	-	-	786	786	-	-	442	442				
Outros passivos (h)/(m)/(n)	49	-	-	49	11	-	209	220				
	49	-	891	940	11	-	755	766				

24.2. Transações com partes relacionadas

	2021						2020					
	Joint ventures		Acionistas e outros		Total		Joint ventures		Acionistas e outros		Total	
Resultado do período												
Receita operacional, líquida (a)/(j)/(k)/(s)	21	29	-	50	12	-	12	12				
Custos dos serviços (a)/(d)	(436)	(992)	(65)	(1.493)	(401)	(882)	(57)	(1.340)				
Despesas gerais e administrativas (c)/(e)/(f)	-	-	(162)	(162)	-	-	(132)	(132)				
Resultado financeiro líquido (c)	-	-	(9)	(9)	-	-	(7)	(7)				
	(415)	(984)	(236)	(1.635)	(389)	(882)	(196)	(1.467)				

	2021						2020					
	Contro-ladas		Acionistas e outros		Total		Contro-ladas		Acionistas e outros		Total	
Resultado do período												
Receita operacional, líquida (j)	4	-	-	4	4	-	-	4				
Despesas gerais e administrativas (e)/(f)	-	-	(104)	(104)	-	-	(109)	(109)				
Resultado financeiro líquido (h)/(n)/(o)/(p)/(q)/(r)	165	-	-	165	173	-	-	173				
	169	-	(104)	65	177	-	(109)	68				

24.3. Principais transações com partes relacionadas

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

(a) Contratos de fornecimento de energia elétrica, contratos de uso do sistema de transmissão (CUST), Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), Contratação no Ambiente Regulado (CCEAR) e Contratos de Conexão do Sistema de Transmissão (CCT), obrigação de pagamento as transmissoras pelas geradoras e distribuidoras referentes ao uso do sistema de transmissão e precificação determinada pela ONS, firmados entre as Companhias do Grupo. Os principais contratos estão detalhados abaixo:

- Norte Energia S.A.: contratos de compra de energia firmados pela Neoenergia Brasília, Neoenergia Coelba, Neoenergia Cosern, Neoenergia Celpe e Neoenergia Elektro, por meio de leilões regulados (e preços administrados), com prazo de fornecimento entre 2015-2044.
- Águas da Pedra: contratos de compra de energia firmados pela Neoenergia Coelba, Neoenergia Cosern, Neoenergia Celpe e Neoenergia Elektro, por meio de leilões regulados (e preços administrados), com prazo de fornecimento entre 2011 e 2040.
- Teles Pires: contratos de compra de energia firmados pela Neoenergia Brasília, Neoenergia Coelba, Neoenergia Cosern, Neoenergia Celpe e Neoenergia Elektro, por meio de leilões regulados (e preços administrados), com prazo de fornecimento entre 2015-2044. Adicionalmente, existem contratos de compra de energia firmados pela NC Comercializadora no mercado livre, com início do fornecimento em 2018 e atingindo 2036.

(b) Dividendos a serem pagos a Neoenergia e Geração CIII em 2022.

(c) Contribuições das controladas Neoenergia Coelba, Neoenergia Celpe e Neoenergia Cosern e Neoenergia Elektro para os fundos previdenciários dos funcionários ativos, conforme detalhado na nota 22.

(d) Contrato de prestação de serviço de operação e manutenção (em moeda estrangeira) engenharia entre a Termopernambuco e Iberdrola Generación, com reajuste anual com base na variação do IGP-M. O contrato possui prazo indeterminado.

(e) Contrato de serviços administrativos onde a metodologia de precificação é apurada através do custo mais margem:

- Iberdrola S.A: Prestação de serviços de desenvolvimento referentes a pesquisa e análise de oportunidades de investimento ou desinvestimento no mercado brasileiro.
- Iberdrola *Renovables*: Serviços prestados pela Iberdrola *Renovables* relacionados à gestão, promoção, construção e operação dos parques eólicos no Brasil, vigente desde 2012 com vencimento indeterminado.

(f) Contrato de licença de uso de marca celebrado entre Iberdrola S.A com a Neoenergia e as controladas Enerbrasil, Força eólica do Brasil 1 e 2, Neoenergia Renováveis, NC Energia, Elektro Comercializadora de energia, Elektro Operação e Manutenção, Neoenergia Operação e Manutenção, Neoenergia Serviços, Termopernambuco, Bagaui I, Geração Céu Azul, Geração CIII, Itapebi e Bahia Geração de Energia, onde a cada exercício social, será devido à Iberdrola, por cada licenciada mencionada, uma contraprestação correspondente a 0,9% da Receita Operacional líquida deduzidos os custos com compra de energia, combustível e os custos de construção com vigência de 10 anos a partir de 2021.

(g) Dividendos e Juros sobre capital próprio a serem pagos pela Neoenergia, Afiliente T, Neoenergia Celpe, Neoenergia Coelba, Neoenergia Cosern e Neoenergia Elektro em 2022.

(h) Contrato celebrado com as controladas Neoenergia Coelba, Neoenergia Celpe, Neoenergia Cosern, Neoenergia Itapebi, Neoenergia Termopernambuco, Afiliente T, NC e Neoenergia Elektro para prestação de garantia corporativa onde a Neoenergia é avaliada de instrumentos financeiros com cobrança de fee por Aval com vencimento até 2022.

(i) Contratos de locação de imóveis, corrigidos anualmente pela variação do IGPm com vencimentos até 2022.

(j) Serviços prestados pela Neoenergia O&M à Águas da Pedra, relacionados a serviços de operação e manutenção, de 2020 a 2024, com preços ajustados pela inflação.

(k) Serviços prestados pela Neoenergia Serviços à Teles Pires: serviços transacionais e contábeis, elaboração de relatórios periódicos aos órgãos reguladores, acompanhamento de auditorias externas, elaboração de demonstrações financeiras trimestrais e anuais, além de serviços tributários, de 2020 a 2022, sendo os preços ajustado pela inflação.

(l) Dividendos e/ou Juros sobre capital próprio a serem pagos a Neoenergia em 2022.

(m) Obrigação com a PREVI liquidado em 15 de outubro de 2021, conforme descrito na nota 21.

(n) Contrato de mútuo financeiro firmado com a Neoenergia Itapebi com vencimento em 2022.

(o) Contrato de mútuo financeiro firmado com a Neoenergia Sobral e Lagoa dos Patos transmissão de Energia, Chafariz 7 e Neoenergia Termopernambuco liquidado em 2021.

(p) Contrato de mútuo financeiro firmado com a Neoenergia Santa Luzia, Jalapão, Guanabara e Dourados Transmissão de Energia com vencimento em 2022.

(q) Contrato de mútuo financeiro firmado com a Neoenergia Serviços e Elektro operação e manutenção com vencimento em 2022.

(r) Contratos de mútuo financeiro firmado com os parques eólicos Chafariz 2 e 5, Canos 2, 3 e 4, Lagoa 3 e 4 e os Ventos do Arapuá 1, 2 e 3 com vencimento em 2022.

(s) Serviços prestados pela Neoenergia O&M à Hidrelétrica Teles Pires, relacionados a serviços de operação e manutenção, via telecommando, de 2020 a 2025, com preços ajustados pela inflação.

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		
	2021	2020	2020	2021	2020	2020
Salários e benefícios recorrentes	39	37	29	29	26	26
Remuneração Variável de Curto Prazo	16	17	13	13	11	11
Benefícios de longo prazo	21	12	16	16	9	9
Rescisões contratuais	1	-	-	-	-	-
	77	66	58	58	46	46

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 2021, o total de garantias financeiras concedidas pela Companhia para determinadas *joint ventures* e coligadas totalizaram R\$4.355.

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:

	2021						2020					
	CA		VJORA		VJR		CA		VJORA		VJR	
Ativos financeiros												
Caixa e equivalentes de caixa	1.945	-	3.600	1.825	-	3.235	-	-	-	-	-	-
Títulos e valores mobiliários	26	-	433	6	-	204	-	-	-	-	-	-
Contas a receber de clientes e outros	10.584	-	-	7.800	-	963	-	-	-	-	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	-	1.430	771	-	1.757	963	-	-	-	-	-	-
Ativos financeiro setorial (Parcela A e outros)	2.033	-	-	92	-	-	-	-	-	-	-	-
Concessão do serviço público (Ativo financeiro)	-	-	18.516	-	-	14.403	-	-	-	-	-	-
Outros ativos financeiros	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	14.872	1.430	23.042	9.833	1.757	18.695						
Passivos financeiros												
Fornecedores e contas a pagar a empreiteiros	5.686	-	-	4.428	-	-	-	-	-	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	36.687	-	1.936	23.973	-	2.407	-	-	-	-	-	-
Passivo financeiro setorial (Parcela A e outros)	342	-	-	665	-	-	-	-	-	-	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	-	309	22	-	126	11	-	-	-	-	-	-
Passivo de arrendamento	146	-	-	95	-	-	-	-	-	-	-	-
Uso do bem público	78	-	-	67	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros passivos financeiros	385	-	-	6	-	-	-	-	-	-	-	-
	43.304	309	1.958	29.234	126	2.418						

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:

	2021						2020					
	Nível 2		Nível 3		Total		Nível 2		Nível 3		Total	
Ativos financeiros												
Caixa e equivalentes de caixa	3.600	-	3.600	3.235	-	3.235	-	-	-	-	-	-
Títulos e valores mobiliários	433	-	433	204	-	204	-	-	-	-	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	2.201	-	2.201	2.720	-	2.720	-	-	-	-	-	-
Concessão do serviço público (Ativo financeiro)	-	18.516	18.516	-	14.403	14.403	-	-	-	-	-	-
	5.956	18.516	24.472	6.049	14.403	20.452						
Passivos financeiros												
Empréstimos e financiamentos	1.936	-	1.936	2.407	-	2.407	-	-	-	-	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	331	-	331	137	-	137	-	-	-	-	-	-
	2.267	-	2.267	2.544	-	2.544						

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 2021 e 2020, relacionados aos ativos e passivos financeiros mensurados através de técnicas de nível 3, foram nos montantes de R\$ 1.579 e R\$ 549, 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.

	2021		2020	
	Saldo contábil	Estimativa de valor justo – Nível 2	Saldo contábil	Estimativa de valor justo – Nível 2
Empréstimos e financiamentos	36.687	36.474	23.973	24.207

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

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 NDF	Dólar (\$) Alta do Dólar	Queda do Dólar	5,5805	(737)	176	352
Exposição				737	(176)	(352)
Item protegido: parte de desembolsos em Euro NDF	Euro (€) Alta do Euro	Queda do Euro	6,3210	(204)	49	100
Exposição				162	(39)	(79)
				(42)	10	21

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 no exercício	Exposição (Saldo/Nocional)	Cenário Provável	Impacto Cenário (II)	Impacto Cenário (III)
Ativos financeiros							
Aplicações financeiras em CDI	CDI	Queda do CDI	9,15%	5.799	516	(129)	(258)
Passivos financeiros							
Empréstimos e financiamentos							
Dívidas em CDI	CDI	Alta do CDI	9,15%	(12.943)	(1.357)	(339)	(679)
Swaps Dólar x CDI (Ponta Passiva)	CDI	Alta do CDI	9,15%	(10.167)	(1.023)	(256)	(511)
Dívida em IPCA	IPCA	Alta do IPCA	10,74%	(12.724)	(1.952)	(355)	(712)
Swaps IPCA x CDI (Ponta Ativa)	IPCA	Alta do IPCA	10,74%	615	101	17	35
Dívida em LIBOR 6M	LIBOR	Alta da LIBOR 6M	0,34%	(1.192)	(14)	(1)	(2)
Swaps Libor 6M x CDI (Ponta Ativa)	LIBOR	Alta da LIBOR 6M	0,34%	1.192	16	1	2
Dívida em SELIC	SELIC	Alta da SELIC	9,15%	(161)	(19)	(4)	(8)
Dívida em TJLP	TJLP	Alta da TJLP	6,08%	(1.692)	(136)	(26)	(51)

A tabela abaixo demonstra a perda (ganho) na operação de *equity swap*, causada pela variação do preço da ação da Neoenergia (NEO3), sob determinados cenários de mercado. Esta perda (ganho), se materializada, será reconhecida no resultado da Companhia no exercício seguinte:

Operação	Indexador	Risco	Cotação	Cenário Saldo Provável	Impacto Cenário (II)	Impacto Cenário (III)
Outros Ativos Financeiros						
Swap Ponta Ativa em Ações	NEO3	Queda da Ação	17,2500	45	3	11
						23

26. COMPROMISSOS

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo são como segue:

	Compra de Energia (a)	Construção de Infraestrutura
2023	16.978	590.631
2024	16.592	1.308.819
2025	16.839	21.507
2026	17.810	5.123
2027	19.591	5.608
Entre 2028 e 2037	78.473	24.182

(a) Os valores relativos aos contratos de compra de energia, cuja vigência varia de 6 a 30 anos, representam o volume total contratado e foram homologados pela ANEEL, que atendem os compromissos impostos pela legislação.

As distribuidoras do grupo efetuaram uma análise dos compromissos de energia contratados que excedem o limite de 5% de sobrecontratação, os quais eventualmente podem não ser considerados para repasse na tarifa por serem considerados voluntários. De acordo com as projeções de demanda e estimativa de preços de mercado, os resultados observados não foram considerados significativos para suas operações. A Neoenergia é avaliada e garantidora de empréstimos, financiamentos e debêntures de suas controladas e coligadas.

27. EVENTOS SUBSEQUENTES

Entrada em Operação da Linha de Transmissão Jalapão

Em 05 de janeiro 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 728 km de extensão, é a maior linha em operação da Neoenergia, passando pelos estados de Tocantins, Maranhão, Piauí e Bahia.

O Lote de Jalapão conta com uma RAP anualizada total de R\$ 149 e foi entregue com antecipação de 15 meses e um saving de Capex 34%, ambos em relação ao estimado pela Anel.Com esta entrega, a Neoenergia finaliza a entrega de todos os projetos arrematados no Leilão de Dezembro de 2017 com antecipação média de 15,6 meses em relação ao prazo Anel e saving de Capex de 33% em relação ao estimado originalmente pelo Regulador.

Captação de dívida

A Neoenergia assinou novo Contrato de Financiamento com o Banco Europeu de Investimento. O Contrato tem valor total de até € 200 milhões (cerca de R\$ 1,2 bilhão). Se trata de um financiamento verde que tem como lastro o Capex dos seguintes projetos Eólicos e Solar do grupo: Complexo Eólico Otis, Complexo Eólico Charvez e parques solares Luzia. Seu prazo é de até 10 anos, sendo 3 anos de carência para o principal e seu custo estimado. Os desembolsos devem ocorrer em até 36 meses.

As controladas Neoenergia Elektro e Neoenergia Coelba captaram em 04 de janeiro e 10 de fevereiro operações financeiras junto ao banco MUFGB BANK, LTD (“MUFGB”) no montante de R\$ 200 e R\$ 105, respectivamente. As operações possuem prazo final de 5 anos e pagamento de juros semestrais.

MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

Conselho de Administração		
José Ignacio Sánchez Galán <i>Presidente</i>		
Titulares		
José Sainz Armada	Santiago Matias Martinez Garrido	Alexandre Alves de Souza
Daniel Alcaín López	José Angel Marra Rodriguez	Juan Manuel Eguigaray Ucelay
Mário José Ruiz-Tagle Larrain	Denísio Augusto Liberato Delfino	Cristiano Frederico Ruschmann
Pedro Azagra Blazquez	Márcio de Souza	Marina Freitas Gonçalves de Araújo Grossi
Suplentes		
Jesús Martínez Perez		Justo Garzón
Alejandro Román Arroyo		João Ernesto de Lima Mesquita
Tomas Enrique Guíjarro Rojas		Lauro Sander
Miguel Gallardo Corrales		
Conselho Fiscal		
Francesco Gaudio <i>Presidente</i>		
Titulares		
Eduardo Valdés Sanchez	Manuel Jeremias Leite Caldas	
João Guilherme Lamenza	Marcos Tadeu de Siqueira	
Suplentes		
José Antonio Lamenza	Antonio Carlos Lopes	
Glaucia Janice Nietsche	Paulo Cesar Simplicio da Silva	
Diretoria Executiva		
Solange Maria Pinto Ribeiro <i>Diretora Presidente Adjunta</i>	Mário José Ruiz-Tagle Larrain <i>Diretor-Presidente</i>	Leonardo Pimenta Gadelha <i>Diretor Executivo de Finanças e Relações com Investidores</i>
Eduardo Capelastegui Saiz <i>Diretor Executivo de Controle Patrimonial e Planejamento</i>		Lara Cristina Ribeiro Piauí Marques <i>Diretora Executiva Jurídica</i>
Fúlvio da Silva Marcondes Machado <i>Diretor Executivo de Distribuição</i>		Carlos Henrique Quadros Choqueta <i>Diretor Executivo de Desenvolvimento</i>
Laura Cristina da Fonseca Porto <i>Diretora Executiva de Renováveis</i>		Rogério Aschermann Martins <i>Diretor Executivo de Recursos</i>
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 2021, 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 (KPMG Auditores Independentes) 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, 17 de fevereiro de 2022.	
Francesco Gaudio <i>Presidente do Conselho Fiscal</i>	
Eduardo Valdés Sanchez	Manuel Jeremias Leite Caldas
João Guilherme Lamenza	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 2021, 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 (KPMG Auditores Independentes) e o parecer do Conselho Fiscal, deliberou favoravelmente aos referidos documentos e propõe sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária da Companhia.

Rio de Janeiro, 17 de fevereiro de 2022.	
Jose Ignacio Sánchez Galán <i>Presidente do Conselho de Administração</i>	
José Sainz Armada	Denísio Liberato
Santiago Martinez Garrido	Marcio de Souza
Pedro Azagra Blazquez	Alexandre Alves de Souza
Mario Ruiz-Tagle Larrain	Marina Grossi
Daniel Alcaín	Cristiano Frederico Ruschmann
José Ángel Marra Rodriguez	Juan Manuel Eguigaray Ucelay

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 nº 01.083.200/0001-18, para fins do disposto nos incisos V e VI do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, declaram que:

- (I) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no relatório da KPMG relativamente às demonstrações financeiras da Companhia alusivas ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2021; e
- (II) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2021.

Rio de Janeiro, 01 de fevereiro de 2022.	
Mário José Ruiz-Tagle Larrain <i>Diretor Presidente</i>	
Eduardo Capelastegui	Leonardo Gadelha
Diretor Executivo de Controle Patrimonial e Planejamento	Diretor Executivo de Finanças e Relações com Investidores
Fulvio da Silva Marcondes Machado	Rogério Martins
Diretor Executivo de Distribuição	Diretor Executivo de Recursos
Lara Piauí	Carlos Choqueta
Diretoria Executiva Jurídica	Diretor Executivo de Desenvolvimento
Laura Porto	
Diretora Executiva de Renováveis	

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Aos acionistas da Neoenergia S.A

Rio de Janeiro - RJ

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 2021 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da Neoenergia S.A em 31 de dezembro de 2021, 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 (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 dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas”. Somos independentes em relação à Companhia e 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, 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.

Mensuração dos Ativos de Contratos, Ativos Financeiros e Intangível no contrato de concessão de distribuição de energia - consolidado

Veja as Notas 14 e 17 das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Principais assuntos de auditoria	Como auditoria endereçou esse assunto
As controladas da Companhia, devem atender determinadas características no seu contrato de concessão de distribuição de energia, considerando que os investimentos em expansão e melhorias da infraestrutura devem ser classificados como ativo de contrato durante o período de construção, de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 – Receita de contratos com clientes (IFRS 15), e a partir de sua efetiva entrada em operação, de acordo com a Interpretação Técnica ICPC 01(R1) - Contratos de Concessão (IFRIC 12), os investimentos são bifurcados entre Ativo Intangível, em virtude da sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público através do consumo de energia pelos consumidores, e Ativo financeiro, para os investimentos realizados e não amortizados até o final do contrato, por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do Poder Concedente.	Realizamos inspeção documental, em base amostral, das adições ocorridas durante o exercício para analisar se a natureza dos gastos é qualificável para o reconhecimento como ativo de contrato, de acordo com o contrato de concessão. Recalculamos a bifurcação do ativo de contrato entre ativo intangível e ativo financeiro a partir da entrada em operação, considerando a alocação do que será recuperado no período de concessão de acordo com os critérios de amortização definidos pelo regulador e o que será recebido ao final da concessão, respectivamente. Também avaliamos se as divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras consideram as informações relevantes requeridas. Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima descritos, consideramos que a mensuração e divulgação do Ativo de Contrato, Ativo Financeiro e Intangível são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Mensuração do ativo contratual e de receita de contrato com clientes - consolidado

Veja as Notas Explicativas nº 5 e 14 das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Principais assuntos de auditoria	Como auditoria endereçou esse assunto
O reconhecimento do ativo contratual e da receita da Companhia de acordo com o CPC 47 – Receita de contrato com cliente (IFRS15 – Revenue from contract with customer) requer o exercício de julgamento significativo sobre o momento em que o cliente obtém o controle do ativo. Adicionalmente, a mensuração do progresso das controladas da Companhia em relação ao cumprimento da obrigação de performance satisfazida ao longo do tempo requer também o uso de estimativas e julgamentos significativos pela Administração para estimar os esforços ou insumos necessários para o cumprimento da obrigação de performance, tais como materiais e mão de obra, margens de lucros esperadas em cada obrigação de performance identificada e as projeções das receitas esperadas. Devido à relevância dos valores e do julgamento significativo envolvido, consideramos a mensuração do ativo contratual e da receita de contrato com clientes por parte das controladas da Companhia como um assunto significativo para a nossa auditoria.	Availamos o desenho, implementação e efetividade dos controles internos chave relacionados aos gastos realizados para execução do contrato. Efetuamos a leitura das resoluções autorizadas (REAs) para identificação das obrigações de performance previstas contratualmente, além de aspectos relacionados aos componentes variáveis aplicáveis ao preço do contrato. Avaliamos, com o envolvimento de especialistas de Finanças Corporativas, as premissas relevantes utilizadas nas projeções de custos, na margem de contrato e na definição na taxa de desconto utilizada no modelo. Realizamos inspeção documental dos custos incorridos durante o exercício. Avaliamos, com apoio de nossos especialistas de finanças corporativas, a atualização da contraprestação variável em função do impacto da atualização das taxas de inflação realizadas incidentes sobre a Receita Anual Permitida (RAP). Por fim, para as transmissoras em construção, realizamos o acompanhamento orçamentário com os gastos incorridos, para identificação de eficiência ou ineficiência a ser contabilizada por competência. Também avaliamos se as divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras consideram as informações relevantes requeridas pelas práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB). Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima descritos, consideramos que a mensuração do ativo contratual e da receita de contrato por parte das controladas da Companhia, e as respectivas divulgações, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Combinação de negócios – Individual e consolidado

Veja a Notas Explicativas nº 15.4 das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Principais assuntos de auditoria	Como auditoria endereçou esse assunto
A controlada da Companhia sagrou-se vencedora em 4 de dezembro de 2020 da Sessão Pública do Leilão nº 01/2020-CEB-D (“Leilão”) de desestatização da distribuidora de energia elétrica CEB Distribuição S.A. (“CEB-D”), atual Neoenergia Brasília, cuja liquidação ocorreu em 2 de março de 2021. Estes procedimentos normalmente envolvem, um elevado grau de julgamento e a necessidade de que sejam desenvolvidas estimativas de valores justos baseadas em cálculos e premissas relacionados ao desempenho futuro do negócio adquirido e dos ativos identificáveis desse negócio e que estão sujeitos a um elevado grau de incerteza como taxa de desconto, taxa de crescimento, projeção de receitas e margens operacionais. Devido ao alto grau de incerteza na determinação das premissas utilizadas no cálculo da estimativa de valores justos, e ao impacto que eventuais alterações nas premissas poderia ter nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, consideramos este um assunto significativo em nossa auditoria.	Availamos, com o auxílio de nossos especialistas em finanças corporativas, as principais premissas utilizadas pela Companhia na determinação e reconhecimento do valor justo de ativos e passivos adquiridos, com base em nosso conhecimento sobre a entidade adquirida e a indústria em que ela opera, bem como efetuamos a comparação dos cálculos independentes realizados com dados externos e históricos para analisar a razoabilidade dos valores justos determinados. Com base nas informações analisadas, efetuamos ainda o recálculo da determinação do ágio por rentabilidade futura apurado na operação e avaliamos a adequação das divulgações apresentadas pela Companhia. Como resultado das evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos aceitável o reconhecimento e mensuração de aquisição de controle realizada no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Outros assuntos – Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2021, elaboradas sob a responsabilidade da administração 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 da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e 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.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e o relatório dos auditores

A administração 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, concluímos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas

A administração 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 *International Accounting Standards Board* (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 administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras. A não ser que a administração 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 suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades dos auditores 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 detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte da 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 suas controladas.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluímos sobre a adequação do uso, pela administração, 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 suas controladas. Se concluímos que existe incerteza relevante, devemos chamar 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 individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.
- Comunicamos-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, 17 de fevereiro de 2022



KPMG Auditores Independentes
CRC SP-014428/O-6 F-RJ
Marcelo Nogueira de Andrade
Contador CRC RJ-086312/O-6

