



Demonstrações Financeiras

2025

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

31 de dezembro de 2025

RELATÓRIO DE ADMINISTRAÇÃO	3
RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	53
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	59
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE	60
DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA	61
BALANÇO PATRIMONIAL	62
DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	64
DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO	66
NOTAS EXPLICATIVAS	67
MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO	159
MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	160
PARECER DO CONSELHO FISCAL	161
MEMÓRIA DE ATIVIDADES COMITE DE AUDITORIA	162
DECLARAÇÃO DOS DIRETORES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E O RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE	167
PLANO DE INVESTIMENTOS	168

DESTAQUES (R\$ MM) 4T25	4T25	4T24	Δ %	2025	2024	Δ %
Margem Bruta	5.066	4.720	7%	18.979	17.618	8%
Despesas Operacionais	(1.051)	(1.129)	(7%)	(4.295)	(4.240)	1%
EBITDA	3.974	3.077	29%	14.290	12.517	14%
Resultado Financeiro	(1.359)	(1.377)	(1%)	(5.807)	(4.992)	16%
Lucro Atribuído aos Controladores	1.475	852	73%	5.031	3.635	38%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	214	582	(63%)	1.596	1.504	6%
IFRS 15 + Operações Corporativas	512	(343)	N/A	1.266	442	186%
EBITDA Ajustado	3.248	2.838	14%	11.428	10.571	8%

INDICADORES OPERACIONAIS						
Energia Injetada (GWh) (cativo + livre + GD)	23.128	22.635	2,2%	89.453	87.218	2,6%
Energia Distribuída (GWh) (SIN + Sistema Isolado + GD)	19.838	19.353	2,5%	77.108	75.684	1,9%
Número de Clientes (mil)	16.917	16.575	2%			

Indicadores Financeiros de Dívida	2025	2024	Variação
Dívida Líquida ¹ /EBITDA ²	3,41	3,45	(0,04)
Rating Corporativo (S&P)	AAA	AAA	-

¹ Dívida líquida de disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários

² EBITDA 12 meses

Destques Financeiro e Operacionais:

- Crescimento de 2,2% da energia injetada, incluindo GD, no 4T25 e de 2,6% em 2025;
- Despesas operacionais controladas: -6,9% no 4T25, devido a gastos não recorrentes no 4T24, e +1,3% em 2025;
- EBITDA Ajustado: R\$ 3,3 bilhões no 4T25 (+14% vs. 4T24) e R\$ 11,4 bilhões em 2025 (+8% vs. 2024), destaque para os reajustes positivos de parcela B das distribuidoras e despesas controladas;
- Lucro: R\$ 1,5 bilhão no 4T25 (+73% vs. 4T24) e R\$ 5 bilhões em 2025 (+38% vs. 2024);
- CAPEX: R\$ 10,1 bilhões em 2025, sendo R\$ 6,5 bilhões em distribuição levando a uma RAB de R\$ 44,2 bilhões;
- Dívida Líquida/EBITDA de 3,41x no 4T25;
- Rotação de Ativos: Desinvestimento na Hidrelétrica Dardanelos com *Enterprise Value* de R\$ 2,5 Bi no 4T25;
- Fim do ciclo dos investimentos em transmissão, que corresponde a uma RAP de R\$ 2 Bi.

MENSAGEM DO PRESIDENTE

2025 representou um ano de grandes conquistas para a Neoenergia, marcado por resultados sólidos e avanços estratégicos que reforçam nosso papel como protagonistas do setor elétrico brasileiro. Encerramos o ano com EBITDA de R\$ 14,3 bilhões e Lucro Líquido de R\$ 5 bilhões, crescimento de respectivamente 14% e 38% em relação ao ano anterior, mesmo em um cenário econômico desafiador. Mantivemos nosso foco na eficiência operacional e disciplina de gastos, com nossas despesas crescendo apenas 1%, abaixo da inflação do período, e absorvendo ainda o incremento da nossa base de clientes e da entrada em operação de novos negócios.

Mantivemos nossa estratégia estruturada de valorização e rotação de nossos ativos, concluindo diversas transações relevantes ao longo do ano: finalizamos a venda de UHE Baixo Iguaçu, reforçamos a nossa parceria com o GIC com a venda de 50% da linha de transmissão de Itabapoana, nosso 9º ativo em conjunto, ampliamos nossa participação na UHE Corumbá e realizamos também a venda de 75% da UHE Dardanelos, usina cujo controle havíamos obtido em 2023 e assim maximizando o valor do ativo para nossos acionistas.

Preservamos também nossa estratégia de crescimento sustentável, baseado em um plano estratégico sólido e na rigorosa disciplina na alocação de capital. Em 2025, realizamos um Capex recorde de R\$ 10,1 bilhões, direcionados principalmente ao negócio de distribuição e ao fim do ciclo de investimentos na transmissão.

Esses investimentos foram suportados pela nossa solidez financeira e por um robusto plano de captação, onde destaco a emissão de debentures de Neoenergia Coelba e Neoenergia Cosern com o menor *spread* do mercado de capitais brasileiro, além de termos obtido o primeiro financiamento do JICA vinculado às metas ESG no mundo e ainda um financiamento verde de €300 milhões do Banco Europeu de Investimento para modernizar a rede elétrica da Bahia.

Em Distribuição, foram R\$ 6,5 bilhões investidos na expansão da rede, na conexão de novos clientes e na digitalização e modernização das redes, tornando-as mais resilientes frente a eventos climáticos e garantindo maior qualidade e segurança para nossos 17 milhões de clientes. Como reflexo desse robusto investimento, encerramos o ano com todas as nossas 5 distribuidoras enquadradas nos limites regulatórios de Duração Equivalente de Interrupção (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção (FEC), valorizando e assegurando que nossos clientes recebam energia com qualidade, segurança e continuidade.

Clientes que seguem no centro de nossa estratégia: finalizamos em 2025 a reforma e padronização de 100% de nossas lojas de atendimento e fortalecemos ainda mais nossos canais de comunicação, esforços que nos garantiram o Prêmio CONAREC, principal reconhecimento de *Customer Experience* no Brasil.

Como consequência de todo esse investimento, fomos protagonistas no Prêmio ABRADEE de 2025, conquistando um resultado histórico e reafirmando mais uma vez nossa excelência operacional: temos a melhor distribuidoras do país - Neoenergia Cosern -, a melhor distribuidora da região Sudeste - Neoenergia Elektro - e ganhamos ainda outros 6 prêmios, com destaque para o prêmio de melhor evolução de desempenho operacional do país para a Neoenergia Brasília.

Outro marco importante no ano foi a assinatura do novo contrato de concessão da Neoenergia Pernambuco, a primeira e única distribuidora do país a obter em 2025 de forma antecipada a prorrogação da concessão por mais 30 anos. Também avançamos com os processos de prorrogação antecipada de Neoenergia Coelba, Neoenergia Elektro e Neoenergia Cosern, que já tiveram aprovação pela ANEEL.

Em transmissão, foram R\$ 3,3 bilhões investidos, finalizando o nosso ciclo atual de investimentos no negócio com a entrega dos últimos 4 lotes previstos para 2025, que adicionaram mais de R\$ 1 bilhão de Receita Anual Permitida (RAP) ao portfólio. A Neoenergia é hoje o 5º maior player do país no segmento, com mais de 8 mil km de linhas em 15 estados e mais de R\$ 2 bilhões de RAP.

No negócio de Geração, mantivemos a alta disponibilidade de nossos ativos de geração renovável, mesmo diante de desafios setoriais como menor recurso eólico e *curtailment*.

No negócio de Comercialização, alcançamos recorde de venda de energia com foco no mercado varejista e entregamos nossos 2 primeiros projetos de eletrificação da indústria, além de ter iniciado o desenvolvimento de outros 5 projetos.

Nos orgulhamos de ser uma das empresas mais inovadoras do setor elétrico brasileiro: somente em 2025 foram mais de R\$ 468 milhões investidos em projetos voltados para Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação e consolidamos nossa posição de pioneirismo na transição energética, com 2 projetos marcantes: o lançamento do Projeto Noronha Verde, que descarbonizará a geração de energia no arquipélago; e a conclusão em Brasília das obras da nossa primeira planta de Hidrogênio Verde (H2V), um marco para a produção de energia limpa e para o avanço de soluções sustentáveis no país.

Mantendo nosso histórico compromisso com o desenvolvimento social das áreas onde atuamos e da equidade em nossa empresa, formamos mais de 125 mulheres em nossas Escolas de Eletricistas em 2025, representando quase 35% do total de alunos formados. Desde sua criação, já foram mais de 1.359 alunas formadas e 1.052 contratadas. Nossa Escola exclusiva para mulheres foi reconhecida em 2025 como um exemplo global de “Diversidade, Equidade e Inclusão” pelo Fórum Econômico Mundial.

E por meio do Instituto Neoenergia investimos R\$ 32,5 milhões, entre recursos próprios e incentivados, com iniciativas voltadas para desenvolvimento e apoio a projetos de impacto social, beneficiando direta e indiretamente mais de 3 milhões de pessoas nos territórios onde atuamos. Essas ações reforçam nosso compromisso com a sociedade e com as metas ESG.

Por fim, a segurança e o bem-estar de nossos colaboradores permanecem como prioridade absoluta em todas as nossas operações. Realizamos diversas ações ao longo do ano para reforçar a importância da segurança no dia a dia e minimizar acidentes. Reforçamos nossas oficinas de percepção de risco das equipes de campo, aumentamos as inspeções virtuais de equipamentos e das observações comportamentais da liderança. Além disso, ganhamos a nível nacional o Prêmio ABERJE, com a campanha sobre segurança na rede elétrica durante o carnaval.

Vale ressaltar ainda que, refletindo a qualidade de nosso ambiente de trabalho e o protagonismo que nossos colaboradores detêm, fomos reconhecidos pelo segundo ano consecutivo pelo *Great Place to Work* com o título de melhor empresa para se trabalhar no setor elétrico. Além disso, conquistamos a certificação *Top Employer*, uma das certificações mais reconhecidas no mundo, refletindo nossa excelência nas práticas de gestão de pessoas e contribuição para o desenvolvimento pessoal e profissional de nossos colaboradores.

Encerramos 2025 com orgulho das nossas realizações e confiança no futuro. Essa consistência e o nosso compromisso com as entregas, com a disciplina de gastos, com a correta alocação de capital e a operação de qualidade de nossos ativos se refletiu na valorização de nossas ações em mais de 75% no ano, acima do IBOVESPA e outras referências de mercado.

Reflete ainda a confiança de nosso acionista controlador tanto na Neoenergia quanto no Brasil: a Iberdrola finalizou em outubro a aquisição da participação societária detida pela Previ, passando a deter 83,8% do capital social da Neoenergia e protocolou, em novembro, pedido de registro de oferta pública para aquisição (OPA) da totalidade das ações da Neoenergia.

Agradeço aos nossos colaboradores pelo empenho e aos acionistas pela confiança. Juntos, seguiremos construindo uma Neoenergia cada vez mais rentável, sustentável, inovadora e inclusivo.

Eduardo Capelastegui

CEO Neoenergia

1. PERFIL CORPORATIVO E ORGANOGrama SOCIETÁRIO

A Neoenergia é uma sociedade por ações de capital aberto, presente em 18 estados brasileiros e no Distrito Federal, que atua como holding, com participação no capital de outras sociedades dedicadas às atividades de Distribuição, Transmissão, Geração, Comercialização de Energia Elétrica, Produtos e Soluções Energéticas. 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 31 de dezembro de 2025, a estrutura societária da Neoenergia era composta por 83,8% de participação acionária da Iberdrola e 16,2% de demais investidores no *Free Float*.

2. AMBIENTE MACROECONÔMICO

O ano de 2025 foi marcado por tensões geopolíticas no cenário global, contribuindo para um ambiente de maior risco. Nos Estados Unidos, a economia manteve crescimento moderado, com inflação dentro das bandas da meta e mercado de trabalho aquecido, sustentando um PIB resiliente. O Federal Reserve (FED) adotou postura cautelosa, mantendo juros elevados durante boa parte do ano antes de promover alguns cortes no segundo semestre. A taxa de juros americana encerrou 2025 em 3,75%.

No Brasil, a inflação apresentou trajetória de desaceleração, encerrando 2025 com alta de 4,23%, dentro das bandas da meta do Banco Central. A atividade econômica permaneceu aquecida, reforçada pela taxa de desemprego em patamar historicamente baixo, e pela projeção de crescimento do PIB em 2,3% no ano. Apesar desse desempenho, a deterioração do quadro fiscal segue como fonte de preocupação quanto à sustentabilidade das contas públicas. Em resposta às pressões inflacionárias e ao ambiente externo desafiador, a política monetária manteve postura restritiva, com a taxa Selic encerrando o período em 15% ao ano.

Apesar das tensões geopolíticas e da volatilidade nos mercados globais, o enfraquecimento do dólar, que recuou 11% frente ao real, favoreceu a migração de fluxos para economias emergentes, incluindo o Brasil. Esse movimento impulsionou a retomada do investidor internacional na Bolsa brasileira, que registrou entrada líquida de aproximadamente R\$27 bilhões em 2025, contribuindo para a forte valorização do Ibovespa, que encerrou o ano com alta de 34%.

3. AMBIENTE REGULATÓRIO

3.1. Modernização Setorial

Em 2025, foram publicadas as Medidas Provisórias nºs 1.300 e 1.304, convertidas nas Leis nºs 15.235 e 15.269, que trataram de diversos itens de modernização setorial, com reflexos transversais em todos os negócios da Neoenergia.

Entre as principais iniciativas da MP 1.300/2025, destaca-se a criação do Programa Luz do Povo, que ampliou a Tarifa Social de Energia Elétrica ao estabelecer a gratuidade da conta de luz. A MP nº 1.304/2025, tratou de temas estratégicos como a abertura do mercado de energia, o armazenamento e os cortes de geração, conhecidos como *curtailment*.

A implementação do novo marco regulatório, contudo, depende da edição de normas infralegais, cujo avanço é esperado ao longo de 2026.

Em paralelo, o Projeto de Lei (PL) 2987/2015, teve aprovação do texto substitutivo do relator, que trouxe aspectos suprimidos da MP 1.300/2025, bem como outros temas, como armazenamento de energia e indenização por interrupções.

3.1.1. Programas sociais de acesso à energia elétrica para a população de baixa renda

A Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE é um benefício oferecido para as famílias de baixa renda em que são concedidos descontos na tarifa aplicável a esses consumidores. Originalmente, o desconto variava conforme a faixa de consumo mensal (até 220 kWh). A Lei nº 15.235/2025 redefiniu a forma de aplicação desses descontos, determinando:

- um único critério para a aplicação do desconto, 100% para as famílias com consumo inferior à 80 kWh/mês; e
- isenção, a partir de 1/1/26, das quotas da CDE para os consumidores com renda superior a meio e inferior a um salário-mínimo, inscritos no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal e com consumo mensal de até 120 kWh por mês.

3.1.2. Abertura do Mercado Livre

Em 2025, foi publicada a Lei nº 15.269, que previu a abertura do mercado livre para o Grupo B – Baixa Tensão (inferior à 2,3 kV) em duas etapas:

- em até 24 meses de publicação da Lei (novembro de 2028) para os consumidores comerciais e industriais; e
- em até 36 meses de publicação da Lei (novembro de 2029) para os demais consumidores.

A medida veio acompanhada de outras definições, dentre as quais destaca-se a criação do Supridor de Última Instância, figura responsável por atender os consumidores varejistas que se encontrem temporariamente sem fornecedor no mercado livre.

Outra definição foi o compartilhamento dos efeitos financeiros da sobrecontratação ou da exposição involuntária das distribuidoras decorrentes da migração de consumidores ao mercado livre entre todos os consumidores regulados e livres, mediante encargo tarifário.

3.1.3. Revisão do modelo de autoprodução por equiparação

A Lei nº 15.269/2025 definiu condições mais restritivas para a autoprodução por equiparação, estabelecendo, além da condicionante de carga mínima individual de 3 MW, que sempre esteve vigente, a obrigação de que o consumidor equiparado a autoprodutor possua uma carga mínima agregada de 30 MW. Ademais, caso seja estabelecido, na sociedade detentora da geração, valor econômico superior para as ações preferenciais em relação às ações ordinárias, cada grupo econômico de consumidores equiparados a autoprodutores deverá deter ao menos 30% do capital total da sociedade (proporcionalizado conforme o número de ações ordinárias).

A Lei garantiu o direito adquirido para as equiparações existentes e aquelas que fossem registradas CCEE em até 3 meses de sua vigência.

3.1.4. Revisão de subsídios tarifários

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE foi criada em 2002 e consolida diversos subsídios tarifários voltados à promoção do desenvolvimento energético do Brasil. O principal subsídio concedido a fontes incentivadas é o desconto de, no mínimo, 50% nas TUSD e TUST para os geradores de fonte eólica, solar, entre outras, e para os consumidores que adquirem energia desses geradores. A Lei nº 15.269 trouxe duas medidas relacionadas a esses incentivos:

- a vedação dos subsídios a fontes incentivadas no consumo para os consumidores que exercerem a opção de adquirir energia no mercado livre após a publicação da Lei e para a parcela de aumento na demanda contratada dos consumidores que já tiverem exercido a opção anteriormente;
- a limitação do valor rateado entre os consumidores relacionado a determinados subsídios da CDE, tais como fontes incentivadas e geração distribuída, considerando o seguinte:
 - a limitação será equivalente ao orçamento de 2025, atualizado anualmente pelo IPCA, para as rubricas impactadas;
 - caso o orçamento relacionado a qualquer uma dessas rubricas ultrapasse a limitação estabelecida, seus beneficiários terão uma redução proporcional do subsídio percebido, o que será operacionalizado através da cobrança de Encargo Complementar de Recursos;
 - outras rubricas, tais como universalização e tarifa social, não serão impactadas.

3.2. Distribuição

3.2.1. Prorrogação das Concessões das Distribuidoras

Em 20 junho de 2024 foi publicado o Decreto 12.068/24 apresentando os critérios para avaliação da prorrogação das concessões e as diretrizes que devem constar no termo aditivo contratual. Em 16 de outubro de 2024 a ANEEL abriu a Consulta Pública nº 27/2024 referente ao aprimoramento da minuta de termo aditivo ao contrato de concessão, cujo resultado foi o modelo do termo aditivo ao contrato de concessão de distribuição, que foi aprovado em 25 de fevereiro de 2025.






Em 17 de setembro de 2025 foi assinado o Termo Aditivo da Prorrogação da Concessão da Neoenergia Pernambuco, sem qualquer onerosidade, por um período de 30 anos com vigência de 30 de março de 2030 até 30 de março de 2060, nos termos da Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995.

Em 25 de novembro de 2025 foi publicado o Despacho nº 3.427/2025 onde a ANEEL recomendou ao Ministério de Minas e Energia (MME) a prorrogação do Contrato de Concessão de Distribuição nº 187/98-ANEEL, considerando que a Neoenergia Elektro cumpriu os critérios relativos à eficiência da continuidade do fornecimento e da gestão econômico-financeira e comprovou a regularidade fiscal, trabalhista e setorial e de qualificações jurídica, econômico-financeira e técnica.

Em 09 de dezembro de 2025 foram publicados os Despachos nº 3684 e 3.686/2025 onde a ANEEL recomendou ao MME a prorrogação dos Contratos de Concessão de Distribuição nº 008 e 010/97-ANEEL, considerando que a Neoenergia Cosern e Neoenergia Coelba cumpriram, respectivamente, os critérios relativos à eficiência da continuidade do fornecimento e da gestão econômico-financeira e comprovaram a regularidade fiscal, trabalhista e setorial e de qualificações jurídica, econômico-financeira e técnica.

3.2.2. Processos de Atualização Tarifária

Em 2025, quatro distribuidoras do Grupo Neoenergia passaram por Reajuste Tarifário Anual – Neoenergia Coelba, Neoenergia Cosern, Neoenergia Elektro e Neoenergia Brasília, enquanto a Neoenergia Pernambuco passou por processo de Revisão Tarifária Periódica.

	 Neoenergia Coelba	 Neoenergia Pernambuco	 Neoenergia Cosern	 Neoenergia Elektro	 Neoenergia Brasilia
Grupo de Consumo	abr/25	abr/25	abr/25	ago/25	out/25
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	2,53%	-7,10%	-0,30%	12,39%	13,82%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	1,88%	3,00%	-0,33%	11,62%	10,88%
Efeito tarifário médio AT+BT	2,05%	0,61%	-0,32%	11,88%	11,65%
Início da Vigência	22-abr-25	29-abr-25	22-abr-25	27-ago-24	22-out-25
Processo Revisional	Reajuste Anual	Revisão Tarifária	Reajuste Anual	Reajuste Anual	Reajuste Anual
Próxima Revisão Tarifária	abr/28	abr/29	abr/28	ago/27	out/26

Neoenergia Coelba

Em 15 de abril de 2025, foi aprovado o Reajuste Tarifário da Neoenergia Coelba. As novas tarifas entraram em vigor em 22 de abril de 2025, com efeito médio 2,05%, sendo 1,88% para a baixa tensão e 2,53% para clientes da alta e média tensão.

A variação da Parcela A foi de 3,2%, totalizando R\$ 8.771,5 milhões, impactada principalmente pelos aumentos de 15,2% nos encargos setoriais. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia foi definido em R\$ 266,00/MWh. Já a variação da Parcela B foi de 8,1% (R\$ 6.270 milhões), reflexo da inflação acumulada (IGP-M) desde o último reajuste, de 8,58%, deduzida do Fator X, de 0,51%.

Neoenergia Pernambuco

Em 29 de abril de 2025, a Aneel aprovou a Revisão Tarifária da Neoenergia Pernambuco. As novas tarifas entraram em vigor em 29 de abril, com efeito médio 0,61%, sendo 3,00% para a baixa tensão e -7,10% para clientes da em alta e média tensão.

A Parcela B atingiu R\$ 2.818 milhões, com variação no período de 16,2% em relação à verificada nos últimos 12 meses, valor líquido de outras receitas e das receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos. A Parcela A teve valor fixado em R\$ 5.328 milhões, apresentando variação no período de 3,9%, contribuindo com o índice final com 2,66%. Os componentes financeiros participaram no índice final com -7,25.

Para a Base de Remuneração Líquida, o valor homologado foi de R\$ 8.284 milhões, a valores de abril de 2025, refletido o reconhecimento dos investimentos realizados.

Quanto às Perdas Elétricas Totais Regulatórias reconhecidas na tarifa, a Aneel estabeleceu o percentual equivalente a 16,11% sobre a energia injetada (inclui a da MMGD compensada), um aumento de 0,91 p.p. em relação à cobertura anterior.

Neoenergia Cosern

Em 15 de abril de 2025, a Aneel aprovou o Reajuste Tarifário da Neoenergia Cosern. As novas tarifas entraram em vigor em 22 de abril, com efeito médio -0,32%, sendo -0,33% para a baixa tensão e -0,30% para clientes da alta e média tensão.

A variação da Parcela A foi de 3,7%, totalizando R\$ 2.227,5 milhões, impactada principalmente pelos aumentos de 19,7% dos encargos setoriais. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia foi definido em R\$ 288,17/MWh. Já a variação da Parcela B foi de +6,6%, (1.312,1 milhões), reflexo da inflação acumulada (IGP-M) desde o último reajuste, de 8,58%, deduzida do Fator X, de 1,95%.

Neoenergia Elektro

Em 19 de agosto de 2025, a Aneel aprovou o Reajuste Tarifário da Neoenergia Elektro. As novas tarifas entraram em vigor a partir de 27 de agosto, com efeito médio de 11,88%, sendo 11,62% para a baixa tensão e 12,39% para clientes da alta e média tensão.

A Parcela A teve valor fixado em R\$ 7.266 milhões, apresentando variação no período de 12,83%, impactada principalmente pelo aumento de 28,26% nos encargos setoriais. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia foi definido em R\$ 252,83/MWh. A Parcela B atingiu R\$ 3.107 milhões, com variação no período de 1,30% em relação à verificada nos últimos 12 meses, reflexo da inflação acumulada (IGP-M), de 2,96%, deduzida do Fator X, de 1,67%.

Neoenergia Brasília

Em 14 de outubro de 2025, a Aneel aprovou o Reajuste Tarifário da Neoenergia Brasília, o qual entrou em vigor em 22 de outubro, com efeito médio de 11,65% para os consumidores (13,82% para alta tensão e 10,88%, para baixa tensão).

A variação da Parcela A foi de 9,8%, totalizando R\$ 3.190,3 milhões, impactada principalmente pelo aumento de 27,4% nos encargos setoriais, pelo aumento de 7,8% nos custos com transmissão e pelo aumento de 1,0% nos custos de compra de energia. O preço médio de repasse dos contratos de compra de energia foi definido em R\$ 288,82/MWh. Já a variação da Parcela B foi de 8,3%, reflexo da inflação acumulada no período (IPCA) de 5,24%, deduzido do Fator X de -1,59%, bem como das variações das Outras Receitas e Receitas de Ultrapassagens de Demanda e Reativos auferidas no período, resultando no valor da Parcela B de R\$ 721,5 milhões.

3.2.3. Taxa Regulatória de Remuneração do Capital - WACC

Em 27 de março foi divulgado o Despacho ANEEL nº 882/2025, que atualizou os valores das Taxas Regulatórias de Remuneração do Capital para os segmentos de Distribuição, Transmissão e Geração, a serem aplicadas aos processos de revisão tarifária a partir de 1º de março de 2025 a 28 de fevereiro de 2026. Posteriormente, em 30 de abril de 2025, a ANEEL publicou uma retificação do despacho 882/2025 com alterações nas taxas de remuneração. A taxa final real antes dos impostos foi de 12,17% para distribuição e de 11,95% para a Geração e Transmissão. A taxa real depois dos impostos ficou em 8,03% para as distribuidoras e 7,89% para as geradoras e transmissoras.

3.3. Transmissão

3.3.1. Receitas Anuais Permitidas (RAP) das Transmissoras para o ciclo 2025-2026

Em 17/07/2025, foi publicada a Resolução Homologatória ANEEL nº 3.481/2025, que estabeleceu as RAPs para o ciclo 2025-2026. O valor da RAP das transmissoras da Neoenergia foi reajustado em 5,46% com relação ao ciclo anterior. As principais razões do aumento são o índice de reajuste previsto nos contratos de concessão e os efeitos das revisões das receitas das concessionárias.

Adicionalmente, houve o incremento na RAP da Afluente T de R\$ 3,61 milhões referente à implantação de reforços e melhorias autorizados em instalações de transmissão sob sua responsabilidade, além de um incremento de R\$ 4,12 milhões na RAP da transmissora Narandiba (SE Brumado II) decorrente do Despacho ANEEL nº 3.604, de 27 de novembro de 2024, revisto pelo Despacho ANEEL nº 2.580, de 27 de agosto de 2025 que autorizou a transmissora a implantar reforços de grande porte em instalações de transmissão sob sua responsabilidade.

3.3.2. Regulamentação do Decreto nº 11.314/2022 - Concessões de serviço público de transmissão de energia elétrica em fim de vigência

Em 9 de dezembro de 2025 a ANEEL instaurou consulta pública, na modalidade intercâmbio documental, com duração de 90 dias para colher subsídios e informações adicionais com vistas à avaliação da Análise de Impacto Regulatório acerca da regulamentação do Decreto nº 11.314/2022, que regulamenta a licitação e a prorrogação das concessões de

serviço público de transmissão de energia elétrica em fim de vigência. A medida envolve devolução dos bens reversíveis à União e indenização pelos investimentos não amortizados ou depreciados, conforme art. 36 da Lei nº 8.987/1995.

3.4. Geração

3.4.1. Curtailment – Lei nº 15.269

Em 25/11/25 foi sancionada a Lei nº 15.269, oriunda da conversão da MP 1.304, com o objetivo de modernizar o marco regulatório do setor elétrico. Dentre as principais mudanças promovidas pela Lei está a compensação financeira dos cortes de geração das usinas eólicas e solares classificados como indisponibilidade externa e confiabilidade elétrica, ocorridos desde 1/09/23 a 25/11/25. No entanto, para fazer jus ao ressarcimento, o gerador deverá assinar Termo de Compromisso com o Poder Concedente, implicando na desistência da ação judicial.

Em 31/12/25, o Ministério de Minas e Energia (MME) abriu a Consulta Pública nº 210/2025 para aprimoramento da minuta do Termo de Compromisso, com prazo de envio de contribuições até 16/01/2026. Como próximos passos, espera-se o resultado desta consulta com a publicação pelo MME do Termo de Compromisso definitivo.

3.4.2. Repactuação das parcelas vincendas de Uso de Bem Público – UBP

A Lei nº 8.987/1995 estabeleceu o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos, definindo que toda concessão de serviço público deverá ser objeto de prévia licitação e que, no julgamento da licitação, um dos possíveis critérios a serem considerados é a maior oferta de pagamento ao poder concedente pela outorga da concessão, o que foi ratificado posteriormente pela Lei nº 9.648/1998.

Com base nessa previsão legal, diversas concessões de usinas hidrelétricas foram licitadas com base no maior pagamento do que se convencionou chamar de Uso de Bem Público – UBP. A Lei nº 15.235/2025 permitiu a antecipação com desconto (repactuação) das parcelas vincendas de UBP por esses geradores, com base em valor a ser calculado pela Aneel.

3.4.3. Leilão de Reserva de Capacidade de 2026

Em 22/08/25 foi aberta a Consulta Pública do MME nº 194/2025, com o objetivo de obter contribuições relacionadas à proposta de Portaria Normativa que estabelece as Diretrizes e Sistemática para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2026 (LRCAP de 2026 – UTEs Gás Natural, Carvão Mineral e UHEs).

Em 24 de outubro de 2025 foi publicada a Portaria Normativa do MME nº 118/2025, com as Diretrizes e Sistemática para a realização do referido Leilão. O certame deverá ser realizado em março de 2026.

3.5. Comercialização

3.5.1. Obrigação de recolhimento de Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE

A TFSEE constitui receita para custeio das atividades da Aneel. Historicamente, a taxa é recolhida pelas distribuidoras, transmissoras e geradoras. A Lei nº 15.269/2025 impôs a obrigação de recolhimento da TFSEE também pelos comercializadores de energia, na proporção de 0,4% da receita de venda com os consumidores finais de energia. A aplicação da taxa depende de adequação da regulamentação pela Aneel.

4. DESEMPENHO OPERACIONAL

Os negócios do Grupo Neoenergia são apresentados de forma gerencial neste informe da seguinte forma: (i) Redes – distribuição e transmissão e (ii) Geração e Clientes – geração eólica, geração hidrelétrica, geração solar, geração térmica e comercialização de energia.

4.1. Redes

4.1.1. Distribuidoras

4.1.2. Número de Consumidores

As distribuidoras da Neoenergia encerraram 2025 com 17,0 milhões de consumidores ativos (+2,2% vs. 2024), crescimento de 362 mil novas unidades consumidoras, conforme tabela abaixo:






Número de Consumidores (milhares)	4T25						4T24						VARIÇÃO					
	Consolidado	Neoenergia Coelba	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Ceará	Neoenergia Bahia	Neoenergia Paraná	Consolidado	Neoenergia Coelba	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Ceará	Neoenergia Bahia	Neoenergia Paraná	Consolidado	Neoenergia Coelba	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Ceará	Neoenergia Bahia	Neoenergia Paraná
Residencial	15.206	6.218	3.830	1.446	2.636	1.076	14.838	6.056	3.725	1.417	2.589	1.051	368	161	105	29	47	26
Industrial	38	10	6	2	19	1	38	10	6	2	19	1	0	0	(0)	0	(0)	(0)
Comercial	1.118	443	228	115	212	121	1.113	442	227	113	211	120	5	2	0	1	1	1
Rural	466	172	113	45	125	10	479	179	118	47	126	10	(13)	(7)	(4)	(2)	(0)	(0)
Outros	177	72	35	30	34	6	176	72	34	29	34	7	2	1	0	1	0	(0)
Total	17.006	6.915	4.212	1.638	3.027	1.214	16.644	6.758	4.110	1.608	2.979	1.188	362	157	101	30	48	26

4.1.3. Evolução do Mercado

A energia distribuída (cativo + livre + GD) foi 19.838 GWh no 4T25 (+2,5% vs. 4T24) e 77.108 GWh em 2025 (+1,9% vs. 2024) em razão da maior base de clientes que compensou as menores temperaturas. Vale destacar que conforme as distribuidoras passam por revisões tarifárias, seus mercados de referência são ajustados de modo a compensar as migrações para geração distribuída.

A seguir, os valores de energia distribuída por distribuidora e por tipo de cliente e mercado:

Energia Distribuída (GWh)	Neoenergia Coelba			Neoenergia Pernambuco			Neoenergia Ceará			Neoenergia Elektro			Neoenergia Bahia			Neoenergia Paraná			Consolidado		
	4T25	4T24	%	4T25	4T24	%	4T25	4T24	%	4T25	4T24	%	4T25	4T24	%	4T25	4T24	%	4T25	4T24	%
Residencial	2.010	2.047	(1,8%)	1.492	1.498	(0,4%)	582	599	(2,9%)	1.349	1.388	(2,8%)	677	677	0,1%	6.110	6.209	(1,6%)			
Industrial	61	91	(33,1%)	43	70	(39,3%)	18	26	(30,0%)	103	146	(29,5%)	4	7	(34,1%)	229	340	(32,6%)			
Comercial	501	527	(4,9%)	322	428	(24,7%)	133	141	(5,3%)	371	471	(21,3%)	300	328	(8,5%)	1.627	1.895	(14,1%)			
Rural	789	678	16,5%	128	136	(6,3%)	108	121	(10,2%)	186	205	(9,4%)	30	27	12,6%	1.241	1.166	6,4%			
Outros	597	593	0,7%	333	352	(5,3%)	157	158	(1,1%)	269	306	(12,0%)	220	283	(22,1%)	1.576	1.692	(6,8%)			
Mercado Cativo	3.959	3.935	0,6%	2.318	2.485	(6,7%)	999	1.045	(4,5%)	2.277	2.516	(9,5%)	1.232	1.321	(6,7%)	10.784	11.302	(4,6%)			
Industrial	1.236	1.199	3,0%	749	714	4,9%	350	317	10,4%	2.002	1.983	1,0%	160	144	10,9%	4.497	4.358	3,2%			
Comercial	435	383	13,5%	415	349	18,9%	119	100	19,0%	371	313	18,6%	253	209	21,1%	1.593	1.354	17,7%			
Rural	23	17	41,0%	20	16	28,0%	18	9	95,2%	75	69	8,6%	2	1	7,4%	139	113	23,4%			
Outros	222	216	2,5%	133	129	3,5%	47	45	6,4%	205	183	11,9%	53	29	83,2%	661	602	9,7%			
Suprimento	0	0	-	65	65	0,8%	0	0	-	0	0	-	45	37	21,4%	111	102	8,9%			
Mercado Livre + Suprimento	1.916	1.816	5,5%	1.383	1.273	8,7%	535	471	13,6%	2.654	2.549	4,1%	512	420	21,9%	7.001	6.529	7,2%			
Residencial	348	256	36,0%	247	191	29,2%	172	121	42,4%	160	136	17,3%	52	32	61,0%	979	736	32,9%			
Industrial	23	14	67,5%	30	27	10,6%	7	8	(10,2%)	19	16	13,4%	3	2	49,5%	81	67	21,9%			
Comercial	245	183	34,0%	203	156	29,5%	92	81	14,1%	139	112	24,3%	119	80	48,3%	798	612	30,3%			
Rural	67	38	76,3%	24	24	2,3%	14	10	36,6%	50	13	274,9%	6	4	55,6%	162	89	80,9%			
Outros	11	3	247,9%	8	6	42,4%	2,9	2	19,5%	8	4	85,3%	3	2	38,5%	33	18	87,1%			
Energia de compensação GD	695	494	40,7%	512	404	26,7%	288	222	29,8%	375	282	33,1%	182	120	51,8%	2.052	1.522	34,9%			
Residencial	2.358	2.302	2,4%	1.739	1.690	2,9%	754	720	4,7%	1.508	1.524	(1,1%)	729	709	2,9%	7.089	6.945	2,1%			
Industrial	1.320	1.305	1,2%	822	812	1,3%	375	351	6,9%	2.123	2.145	(1,0%)	167	153	9,4%	4.807	4.765	0,9%			
Comercial	1.181	1.093	8,0%	940	934	0,7%	344	321	7,2%	881	896	(1,7%)	671	616	8,9%	4.018	3.861	4,1%			
Rural	880	732	20,2%	173	176	(2,0%)	141	141	0,3%	311	288	8,2%	37	32	17,5%	1.542	1.368	12,7%			
Outros	830	813	2,1%	474	486	(2,4%)	207	206	0,8%	482	494	(2,3%)	276	314	(12,0%)	2.270	2.312	(1,8%)			
Suprimento	0	0	-	65	65	0,8%	0	0	-	0	0	-	45	37	21,4%	111	102	8,9%			
Total Energia Distribuída (cativo + livre + GD)	6.570	6.244	5,2%	4.214	4.162	1,2%	1.822	1.737	4,9%	5.306	5.347	(0,8%)	1.926	1.862	3,5%	19.838	19.353	2,5%			

Energia Distribuída (GWh)	 Neoenergia Coelba			 Neoenergia Pernambuco			 Neoenergia Cosern			 Neoenergia Elektro			 Neoenergia Brasília			Consolidado		
	2025	2024	%	2025	2024	%	2025	2024	%	2025	2024	%	2025	2024	%	2025	2024	%
Residencial	8.022	8.132	(1,4%)	5.881	5.985	(1,7%)	2.385	2.474	(3,6%)	5.489	5.564	(1,4%)	2.597	2.582	0,6%	24.373	24.737	(1,5%)
Industrial	253	457	(44,7%)	186	312	(40,6%)	82	121	(32,1%)	413	714	(42,2%)	16	33	(53,2%)	949	1.638	(42,1%)
Comercial	2.134	2.566	(16,8%)	1.325	1.795	(26,2%)	579	687	(15,8%)	1.596	1.975	(19,2%)	1.139	1.353	(15,8%)	6.773	8.375	(19,1%)
Rural	2.755	2.528	9,0%	464	465	(0,2%)	360	383	(6,1%)	755	865	(12,7%)	116	127	(9,2%)	4.449	4.369	1,8%
Outros	2.323	2.552	(9,0%)	1.355	1.462	(7,3%)	625	622	0,6%	1.105	1.225	(9,8%)	930	1.208	(23,0%)	6.337	7.068	(10,3%)
Mercado Cativo	15.486	16.235	(4,6%)	9.210	10.018	(8,1%)	4.031	4.287	(6,0%)	9.358	10.343	(9,5%)	4.797	5.302	(9,5%)	42.881	46.188	(7,2%)
Industrial	4.865	4.594	5,9%	2.908	2.793	4,1%	1.304	1.194	9,2%	7.818	7.482	4,5%	588	548	7,2%	17.482	16.610	5,3%
Comercial	1.706	1.425	19,7%	1.576	1.313	20,0%	456	381	19,8%	1.453	1.186	22,5%	924	735	25,7%	6.114	5.040	21,3%
Rural	76	41	85,4%	69	49	38,8%	51	11	347,6%	264	239	10,5%	6	5	10,7%	465	346	34,5%
Outros	892	621	43,6%	524	477	9,8%	183	174	5,0%	777	639	21,5%	213	39	451,3%	2.588	1.951	32,7%
Suprimento	0	0	15,1%	254	237	7,2%	2	2	22,7%	0	0	-	145	154	(5,8%)	402	393	2,1%
Mercado Livre + Suprimento	7.539	6.682	12,8%	5.330	4.869	9,5%	1.995	1.762	13,3%	10.312	9.546	8,0%	1.876	1.481	26,6%	27.052	24.340	11,1%
Residencial	1.264	888	42,2%	879	614	43,1%	615	410	50,0%	552	394	40,1%	171	112	53,3%	3.480	2.418	43,9%
Industrial	76	48	58,5%	102	90	13,5%	29	27	6,9%	67	53	26,5%	9	6	58,2%	284	224	26,6%
Comercial	862	640	34,8%	681	521	30,7%	356	284	25,3%	485	343	41,3%	391	281	39,1%	2.775	2.069	34,1%
Rural	207	137	50,8%	85	65	31,8%	47	27	70,9%	174	130	34,3%	22	15	50,1%	535	374	43,2%
Outros	25	11	124,2%	24	24	(2,6%)	11	9	29,8%	30	22	36,5%	10	7	57,1%	100	73	38,1%
Energia de compensação GD	2.435	1.725	41,1%	1.771	1.314	34,8%	1.058	757	39,7%	1.307	941	38,9%	604	420	43,8%	7.174,3	5.157	39,1%
Residencial	9.285	9.020	2,9%	6.759	6.599	2,4%	2.999	2.884	4,0%	6.041	5.958	1,4%	2.768	2.694	2,8%	27.853	27.155	2,6%
Industrial	5.194	5.099	1,9%	3.196	3.195	0,0%	1.415	1.342	5,4%	8.297	8.248	0,6%	613	588	4,3%	18.715	18.472	1,3%
Comercial	4.702	4.631	1,5%	3.582	3.629	(1,3%)	1.390	1.351	2,9%	3.534	3.504	0,9%	2.454	2.369	3,6%	15.662	15.484	1,2%
Rural	3.039	2.707	12,3%	617	578	6,7%	458	422	8,4%	1.193	1.234	(3,3%)	143	147	(2,6%)	5.450	5.088	7,1%
Outros	3.240	3.185	1,7%	1.902	1.963	(3,1%)	819	805	1,8%	1.911	1.886	1,3%	1.153	1.253	(8,0%)	9.026	9.091	(0,7%)
Suprimento	0	0	-	254	237	7,2%	2	2	-	0	0	-	145	154	(5,8%)	402	393	2,1%
Total Energia Distribuída (cativo + livre + GD)	25.460	24.641	3,3%	16.311	16.203	0,7%	7.083	6.806	4,1%	20.977	20.829	0,7%	7.277	7.205	1,0%	77.108	75.684	1,9%

O consumo total residencial consolidou 7.089 GWh no 4T25, +2,1% vs. 4T24, e 27.853 GWh em 2025, +2,6% vs. 2024, apresentando incremento nas 5 distribuidoras no ano.

O consumo da classe industrial consolidado atingiu 4.807 GWh no 4T25, +0,9% vs. 4T24. Observa-se crescimento em Neoenergia Brasília (+9,4%), Cosern (+6,9%), Pernambuco (+1,3%) e Coelba (+1,2%) compensando a redução da Neoenergia Elektro (-1,0%). No ano, a classe apresentou crescimento de +1,3% vs. 2024, com destaque para o crescimento na Neoenergia Cosern (+5,4%) e Brasília (+4,4%).



A classe comercial consolidou 4.018 GWh no 4T25, +4,1% vs. 4T24, e 15.662 GWh em 2025, +1,2% vs. 2024.


A classe rural encerrou o trimestre com consumo de 1.542 GWh, +12,7% vs. 4T24, e de 5.450 GWh em 2025, +7,1% vs. 2024, devido a maior demanda por irrigação por menor volume de chuvas, sobretudo, nas áreas de concessão de Neoenergia Coelba e Brasília, +20,2% e 17,5% 4T25 vs. 4T24, respectivamente.


As outras classes (serviço público, poder público, iluminação pública e uso próprio) totalizaram 2.270 GWh de consumo no 4T25, -1,8% vs. 4T24, e 9.026 GWh em 2025, -0,7% vs. 2024.


4.1.4. Balanço Energético

A energia injetada total, incluindo GD, foi de 23.128 GWh no 4T25, +2,2% vs. 4T24, e de 89.453 GWh em 2025, +2,6% vs. 2024, influenciado por maior base de clientes que compensaram as menores temperaturas.

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	4T25	4T24	4T25 x 4T24		2025	2024	2025 x 2024	
			Dif	%			Dif	%
CONSOLIDADO								
Mercado Cativo	10.784	11.302	(518)	(4,6%)	42.881	46.188	(3.307)	(7,2%)
Mercado Livre + Suprimento	7.001	6.529	472	7,2%	27.052	24.340	2.713	11,1%
Energia Distribuída (A)	17.785	17.831	(46)	(0,3%)	69.933	70.527	(593)	(0,8%)
Energia Perdida (B)	2.434	2.741	(307)	(11,2%)	10.205	10.492	(287)	(2,7%)
Não Faturado (C)	221	141	80	56,7%	44	(96)	140	N/A
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	20.440	20.713	(273)	(1,3%)	80.182	80.922	(740)	(0,9%)
Energia Injetada pela GD (E)	2.688	1.922	766	39,9%	9.271	6.296	2.975	47,3%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	23.128	22.635	493	2,2%	89.453	87.218	2.235	2,6%
<div></div>								
Mercado Cativo	3.959	3.935	23	0,6%	15.486	16.235	(749)	(4,6%)
Mercado Livre + Suprimento	1.916	1.816	100	5,5%	7.539	6.682	857	12,8%
Energia Distribuída (A)	5.875	5.751	123	2,2%	23.025	22.917	108	0,5%
Energia Perdida (B)	981	1.135	(154)	(13,6%)	4.183	4.291	(108)	(2,5%)
Não Faturado (C)	60	82	(22)	(26,8%)	35	(27)	62	N/A
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	6.915	6.968	(53)	(0,8%)	27.243	27.181	62	0,2%
Energia Injetada pela GD (E)	914	643	271	42,1%	3.182	2.149	1.033	48,1%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	7.830	7.611	218	2,9%	30.425	29.330	1.095	3,7%
<div></div>								
Mercado Cativo	2.318	2.485	(167)	(6,7%)	9.210	10.018	(808)	(8,1%)
Mercado Livre + Suprimento	1.383	1.273	111	8,6%	5.330	4.869	461	9,5%
Energia Distribuída (A)	3.702	3.758	(56)	(1,5%)	14.540	14.888	(348)	(2,3%)
Energia Perdida (B)	765	855	(90)	(10,5%)	3.261	3.277	(16)	(0,5%)
Não Faturado (C)	114	60	54	90,0%	(13)	(24)	11	(45,8%)
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	4.581	4.673	(92)	(2,0%)	17.788	18.141	(353)	(1,9%)
Energia Injetada pela GD (E)	651	491	160	32,6%	2.211	1.513	698	46,1%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	5.232	5.164	68	1,3%	20.000	19.654	346	1,8%

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)	4T25	4T24	4T25 x 4T24		2025	2024	2025 x 2024	
			Dif	%			Dif	%
								
Mercado Cativo	999	1.045	(47)	(4,4%)	4.031	4.287	(257)	(6,0%)
Mercado Livre + Suprimento	535	471	64	13,6%	1.995	1.762	234	13,2%
Energia Distribuída (A)	1.534	1.516	18	1,2%	6.026	6.049	(23)	(0,4%)
Energia Perdida (B)	88	146	(58)	(39,7%)	461	567	(106)	(18,7%)
Não Faturado (C)	50	45	6	11%	(2)	2	(4)	N/A
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	1.672	1.706	(34)	(2,0%)	6.485	6.618	(133)	(2,0%)
Energia Injetada pela GD (E)	378	287	91	31,7%	1.340	909	431	47,4%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	2.050	1.993	57	2,9%	7.825	7.527	298	4,0%






								
Mercado Cativo	2.277	2.516	(239)	(9,5%)	9.358	10.343	(985)	(9,5%)
Mercado Livre + Suprimento	2.654	2.549	105	4,1%	10.312	9.546	766	8,0%
Energia Distribuída (A)	4.931	5.065	(134)	(2,6%)	19.669	19.889	(220)	(1,1%)
Energia Perdida (B)	303	375	(73)	(19,2%)	1.314	1.503	(189)	(12,6%)
Não Faturado (C)	48	(27)	75	N/A	33	(58)	91	N/A
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	5.282	5.414	(132)	(2,4%)	21.016	21.334	(318)	(1,5%)
Energia Injetada pela GD (E)	528	348	180	51,7%	1.768	1.138	630	55,4%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	5.810	5.762	48	0,8%	22.784	22.472	312	1,4%






								
Mercado Cativo	1.232	1.321	(89)	(6,7%)	4.797	5.302	(505)	(9,5%)
Mercado Livre + Suprimento	512	420	92	21,9%	1.876	1.481	395	26,7%
Energia Distribuída (A)	1.744	1.741	3	0,2%	6.673	6.784	(111)	(1,6%)
Energia Perdida (B)	297	230	67	29,1%	987	854	132	15,6%
Não Faturado (C)	(52)	(19)	(33)	173,7%	(9)	11	(20)	(181,8%)
SIN + Sistema Isolado (D) = (A) + (B) + (C)	1.990	1.952	37	1,9%	7.650	7.649	2	0,0%
Energia Injetada pela GD (E)	216	153	63	41,2%	769	588	181	30,8%
ENERGIA INJETADA TOTAL (F) = (D) + (E)	2.205	2.105	100	4,8%	8.419	8.237	182	2,2%

NOTA: Energia Distribuída não considera energia de compensação GD.

4.1.5. Perdas

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

DISTRIBUIDORAS	Perdas 12 meses (%)															
	Perda Técnica					Perda Não Técnica					Perda Total					Aneel 25
	4T24	1T25	2T25	3T25	4T25	4T24	1T25	2T25	3T25	4T25	4T24	1T25	2T25	3T25	4T25	
 Neoenergia Coelba	10,91%	10,88%	10,87%	10,87%	10,87%	4,78%	4,91%	4,99%	4,98%	4,61%	15,69%	15,79%	15,86%	15,85%	15,48%	16,61%
 Neoenergia Pernambuco	9,60%	9,61%	9,47%	9,46%	9,59%	8,33%	8,38%	8,64%	8,91%	8,67%	17,93%	17,98%	18,11%	18,37%	18,26%	16,91%
 Neoenergia Cosern	7,72%	7,78%	8,22%	8,54%	8,85%	0,88%	(0,01%)	(0,22%)	(1,07%)	(1,77%)	8,60%	7,77%	7,99%	7,48%	7,08%	11,14%
 Neoenergia Elektro	5,95%	5,95%	5,94%	5,98%	6,05%	0,83%	1,21%	0,42%	0,31%	0,36%	6,77%	7,16%	6,37%	6,29%	6,41%	8,07%
 Neoenergia Brasília	8,34%	8,37%	8,44%	8,41%	8,40%	2,96%	3,64%	3,93%	4,02%	4,38%	11,30%	12,01%	12,38%	12,44%	12,77%	11,97%

DISTRIBUIDORAS	Perdas Totais 12 meses (GWh)															
	Perda Técnica					Perda Não Técnica					Perda Total					Aneel 25
	4T24	1T25	2T25	3T25	4T25	4T24	1T25	2T25	3T25	4T25	4T24	1T25	2T25	3T25	4T25	
 Neoenergia Coelba	2.965	2.967	2.975	2.968	2.962	1.299	1.341	1.354	1.352	1.246	4.264	4.309	4.329	4.321	4.209	4.985
 Neoenergia Pernambuco	1.742	1.729	1.700	1.691	1.705	1.511	1.519	1.567	1.609	1.562	3.253	3.248	3.267	3.300	3.268	3.264
 Neoenergia Cosern	511	509	538	557	574	58	1	0,4	(57)	(109)	569	510	538	500	465	857
 Neoenergia Elektro	1.269	1.279	1.264	1.264	1.271	176	259	94	71	82	1.445	1.538	1.358	1.334	1.353	2.363
 Neoenergia Brasília	638	639	644	640	643	227	279	299	306	332	864	918	943	946	975	979

NOTAS: (1) Devido ao fato de o prazo de apuração do indicador de perdas de dezembro de 2025 ser posterior ao período de divulgação deste relatório, os dados apresentados são estimados. Os indicadores de 2024 foram ajustados para a apuração definitiva. (2) Limite regulatório 12 meses

Em abril/25 a Aneel aprimorou a metodologia de cálculo da cobertura regulatória de perdas não técnicas em função dos impactos do crescimento da Geração Distribuída que reduz o faturamento das distribuidoras em função da energia compensada dos consumidores pertencentes ao sistema de compensação. A alteração vale a partir dos processos tarifários de 2025, e, portanto já ocorreu para Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco e Neoenergia Cosern em abr/25, para Neoenergia Elektro em ago/25 e para Neoenergia Brasília em out/25.

A Neoenergia Coelba apresentou perdas totais 12 meses de 15,48% no 4T25, abaixo do seu limite regulatório de 16,61%.

Na Neoenergia Pernambuco, o indicador encerrou o 4T25 em 18,26%, abaixo do 3T25 que foi de 18,37%, porém acima do seu patamar regulatório de 16,91%.

Já a Neoenergia Cosern finalizou o 4T25 em 7,08%, permanecendo abaixo do seu limite regulatório de 11,14%.

Assim como a Neoenergia Elektro, que encerrou o período em 6,41%, também abaixo do limite regulatório de 8,07%.

Por fim, a Neoenergia Brasília registrou perdas totais 12 meses de 12,77% no 4T25, acima do limite regulatório de 11,97%.

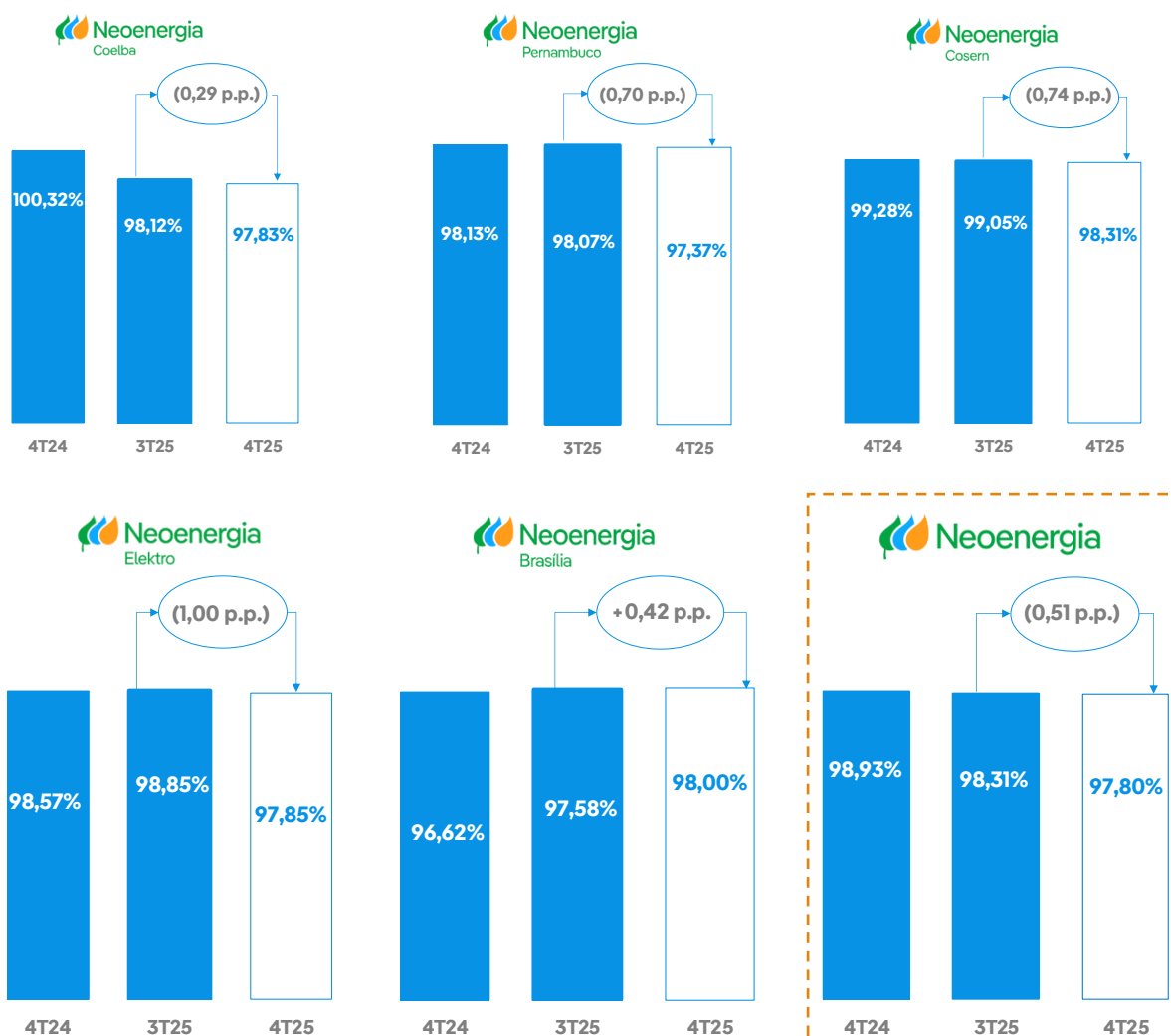
Em 2025 foram adotadas as seguintes ações de combate a perdas nas 5 distribuidoras:

- Realização de mais de 300 mil inspeções, recuperando mais de 361 GWh;
- Substituição de mais de 335 mil medidores obsoletos por equipamentos mais modernos;
- Regularização de mais de 225 mil clandestinos;
- Levantamento e Fiscalização da Iluminação Pública em 151 mil pontos, recuperando mais de 41 GWh; e
- Realização de 395 ações com apoio policial.






4.1.6. Arrecadação e Inadimplência

O índice de arrecadação reflete a capacidade de pagamento dos clientes e a eficácia das ações de cobrança da Companhia.

O gráfico abaixo apresenta o resultado acumulado nos últimos 12 meses e seu comportamento em relação aos períodos anteriores.



A taxa de arrecadação consolidada no 4T25 segue elevada alcançando 97,80%.

PECLD/ ROB		4T24	1T25	2T25	3T25	4T25	Limite Regulatório 4T25	2025	Limite Regulatório 2025
	ROB	4.441	4.271	4.127	3.828	4.248	4.248	16.474	16.474
	PECLD	53	53	43	42	60	54	198	209
	Inadimplência	1,20%	1,24%	1,03%	1,10%	1,41%	1,28%	1,20%	1,27%
	ROB	2.557	2.475	2.422	2.203	2.556	2.556	9.656	9.656
	PECLD	32	57	43	50	50	38	201	149
	Inadimplência	1,26%	2,31%	1,78%	2,27%	1,97%	1,47%	2,08%	1,55%
	ROB	1.123	1.025	1.090	1.023	1.249	1.249	4.387	4.387
	PECLD	5	5	6	4	5	6	20	22
	Inadimplência	0,41%	0,50%	0,57%	0,38%	0,38%	0,45%	0,46%	0,49%
	ROB	3.062	3.042	2.775	2.836	3.271	3.271	11.924	11.924
	PECLD	32	25	28	16	28	19	97	75
	Inadimplência	1,04%	0,81%	1,01%	0,57%	0,86%	0,59%	0,81%	0,63%
	ROB	1.415	1.242	1.250	1.314	1.447	1.447	5.252	5.252
	PECLD	17	15	6	14	13	8	48	30
	Inadimplência	1,23%	1,19%	0,50%	1,04%	0,90%	0,58%	0,91%	0,58%

NOTA: PECLD considera o valor provisionado + correção monetária.





No 4T25 foram adotadas diversas ações de cobrança nas 5 distribuidoras com intuito de diminuir o índice de inadimplência e, consequentemente, melhorar a arrecadação. Dentre elas, podemos destacar:

- Realização de 517 mil suspensões de fornecimento por meio de atuação em concentrações georreferenciadas, mapeando a localização dos clientes com maior incidência de inadimplência para otimizar as ações;
- Acompanhamentos de 117 mil instalações de clientes que sofreram suspensão do fornecimento;
- Negativações de mais de 2,5 milhões consumidores;
- Protesto de 411 mil títulos através dos cartórios e envio de notificações;
- 12 milhões cobranças terceirizadas através das assessorias de cobrança;
- Ações sistemáticas para os Grandes Clientes e negociações com órgãos do Poder Público;
- Utilização de novas tecnologias com o objetivo de disponibilizar a opção de pagamento das faturas de energia por meio do cartão de débito ou de crédito;
- Negociações para 291 mil consumidores através da plataforma digital;
- 68 milhões de comunicações através de Whatsapp, SMS, URA e e-mails.

4.1.7. 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.

As 5 distribuidoras estão abaixo do limite regulatório tanto para o DEC quanto para o FEC.

	DEC (horas)				FEC (vezes)			
	4T25	4T24	Δ %	Limite regulatório	4T25	4T24	Δ %	Limite regulatório
 Neoenergia Coelba	9,39	10,24	(8%)	12,11	3,76	4,09	(8%)	6,20
 Neoenergia Pernambuco	10,36	10,97	(6%)	11,63	4,24	4,55	(7%)	6,69
 Neoenergia Cosern	6,07	8,30	(27%)	9,66	2,91	2,96	(2%)	5,85
 Neoenergia Elektro	6,15	6,45	(5%)	7,66	3,39	3,49	(3%)	5,62
 Neoenergia Brasília	5,73	5,04	14%	6,80	3,93	3,80	3%	4,73

NOTA: Indicadores 12 meses sem supridora. Devido ao fato do prazo de apuração dos indicadores de qualidade ser posterior ao período de divulgação deste relatório, os dados apresentados são estimados. Os indicadores de 2024 foram ajustados para a apuração definitiva.

4.1.8. Transmissoras

Ao final de 2025, nosso portfólio era de 18 ativos de transmissão, conforme tabela a seguir:

Leilão	Lote	Ativo	Participação Neoenergia	Localização	Extensão (Km)	Subestação ²	RAP ³ (R\$ MM)
-	-	Afluentes T	100%	BA	483	3 subestações	76
Leilão Jun/08	E	Narandiba ¹		BA		1 subestação	17
Leilão Jun/11	G	Narandiba ¹ Extremoz II ¹	50%	BA		-	5
Leilão Mai/12	D	Brumado II ¹		RN		-	12
Leilão Jan/13	G	Potiguar Sul	100%	RN/PB	190	-	36
	4	Dourados	50%	MS	610	1 subestação	98
Leilão Abr/17	20	Atibaia	50%	SP		-	20
	22	Biguaçu	50%	SC		-	20
	27	Sobral	50%	CE		-	18
Leilão Dez/17	4	Jalapão	50%	BA/TO/PI/MA	728	-	185
	6	Santa Luzia	50%	CE/PB	346	1 subestação	84
Leilão Dez/18	1	Vale do Itajaí	100%	SC/PR	964	4 subestações	278
	2	Guanabara	100%	RJ	629	2 subestações	173
	3	Itabapoana	50%	RJ/MG/ES	445	-	99
	14	Lagoa dos Patos	100%	RS/SC	488	-	111
Leilão Dez/19	9	Rio Formoso	50%	BA	202	1 subestações	25
Leilão Dez/20	2	Morro do Chapéu	100%	BA/MG/ES	1039	1 subestação	228
Leilão Dez/21	4	Estreito	100%	MG		-	47
Leilão Jun/22	11	Paraíso	100%	MS	285	1 subestação	46
	2	Alto Paranaíba	100%	SP/MG	1595	1 subestação	432

NOTA: Afluentes T foi oriunda do processo de desverticalização da Neoenergia Coelba.

¹ Narandiba é formada por 3 subestações: SE Narandiba, SE Extremoz II e SE Brumado II.

² Subestações próprias

³ RAP homologada (Ciclo 2025-2026) e Despacho 2580/2025 (Brumado II)

Observações sobre os últimos lotes:

Leilão de Dezembro/2018:

- Lote 1 (Vale do Itajaí) – Obras concluídas, ainda aguardando liberação final de R\$ 136 milhões de RAP.
- Lote 2 (Guanabara) - Obras concluídas, ainda aguardando liberação final de R\$ 98 milhões de RAP.

Leilão de Dezembro/2020:

- Lote 2 (Morro do Chapéu) - Obras concluídas, ainda aguardando liberação final de R\$ 52 milhões de RAP.

Leilão de Junho/2022:

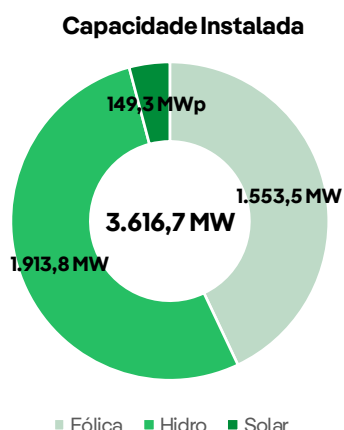
- Lote 2 (Alto Paranaíba) – Obras concluídas com RAP total liberada (R\$ 1,7 bilhão).

O Lote 14, do leilão de Dezembro/2018, Lagoa dos Patos está com 64% da RAP liberada. Os 36% de RAP restantes dizem respeito ao trecho 1, que ainda requer contornar discussão judicial de ordem ambiental-regulatória.

4.2. Geração e Clientes

4.2.1. Renováveis

No 4T25, os ativos em operação totalizavam 44 parques eólicos, 4 usinas hidrelétricas e 2 parques solares.



4.2.2. Parques Eólicos e Solares

A Companhia possui 44 parques eólicos em operação, com capacidade instalada de 1.554 MW e 2 parques solares (Complexo Solar Luzia), com capacidade instalada de 149 MWp:

Eólicas em operação	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Concessão	Fim da Concessão
EOL Caetité 1	100%	BA	Caetité	30,0	13,0	29/10/2012	28/10/2042
EOL Caetité 2	100%	BA	Caetité	30,0	14,7	07/02/2011	06/02/2046
EOL Caetité 3	100%	BA	Caetité	30,0	11,2	24/02/2011	23/02/2046
EOL Calango 1	100%	RN	Bodó e Santana do Mato	30,0	13,9	28/04/2011	27/04/2046
EOL Calango 3	100%	RN	Bodó, Santana do Mato e Lagoa Nova	30,0	13,9	30/05/2011	29/05/2046
EOL Rio do Fogo (ENERBRASIL)	100%	RN	Rio do Fogo	49,3	17,9	19/12/2001	18/12/2031
EOL Arizona 1	100%	RN	Rio do Fogo	28,0	12,9	04/03/2011	03/03/2046
EOL Mel 2	100%	RN	Areia Branca	20,0	8,8	28/02/2011	27/02/2046
EOL Calango 6	100%	RN	Bodó e Cerro Corá	30,0	18,5	20/11/2014	19/11/2049
EOL Santana 1	100%	RN	Bodó, Lagoa Nova e Cerro Corá	30,0	17,3	14/11/2014	13/11/2049
EOL Santana 2	100%	RN	Bodó e Lagoa Nova	24,0	13,1	14/11/2014	13/11/2049
EOL Calango 2	100%	RN	Bodó	30,0	12,8	09/05/2011	08/05/2046
EOL Calango 4	100%	RN	Bodó	30,0	13,5	19/05/2011	18/05/2046
EOL Calango 5	100%	RN	Bodó	30,0	13,7	02/06/2011	01/06/2046
EOL Canoas	100%	PB	São José do Sabugi e Junco do Seridó	31,5	17,7	04/08/2015	03/08/2050
EOL Lagoa 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31,5	15,6	04/08/2015	03/08/2050
EOL Lagoa 1	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	31,5	16,3	04/08/2015	03/08/2050
Complexo Chafariz	100%	PB	São José do Sabugi, Santa Luzia, Areia de Baraúnas e São Mamede	471,2	232,9	Entre 21/06/2018 e 05/02/2019	Entre 20/06/2053 e 04/02/2054
Chafariz 1	100%	PB	Santa Luzia	34,7	18,2	21/06/2018	20/06/2053
Chafariz 2	100%	PB	Santa Luzia	34,7	17,4	21/06/2018	20/06/2053
Chafariz 3	100%	PB	Santa Luzia	34,7	17,8	21/06/2018	20/06/2053
Chafariz 4	100%	PB	Santa Luzia e Areia de Baraúnas	34,7	17,8	05/02/2019	04/02/2054
Chafariz 5	100%	PB	Santa Luzia	34,7	16,6	05/02/2019	04/02/2054
Chafariz 6	100%	PB	Santa Luzia	31,2	15,2	21/06/2018	20/06/2053
Chafariz 7	100%	PB	Santa Luzia	34,7	18,3	21/06/2018	20/06/2053
Lagoa 3	100%	PB	São José do Sabugi	34,7	17,2	26/06/2018	25/06/2053
Lagoa 4	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	20,8	10,2	26/06/2018	25/06/2053
Canoas 2	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34,7	16,3	26/06/2018	25/06/2053
Canoas 3	100%	PB	São José do Sabugi e Santa Luzia	34,7	16,8	05/02/2019	04/02/2054
Canoas 4	100%	PB	São José do Sabugi	34,7	16,5	26/06/2018	25/06/2053
Ventos De Arapuá 1	100%	PB	Areia de Baraúnas	24,3	11,6	05/02/2019	04/02/2054
Ventos De Arapuá 2	100%	PB	Areia de Baraúnas, São Mamede e Santa Luzia	34,7	17,2	05/02/2019	04/02/2054
Ventos De Arapuá 3	100%	PB	Areia de Baraúnas e São Mamede	13,9	5,8	05/02/2019	04/02/2054
Complexo Oitis	97,3%	PI/BA	Dom Inocêncio e Casa Nova	566,5	274,1	Entre 29/11/2019 e 24/12/2019	Entre 28/11/2054 e 23/12/2054
Oitis 1	100%	PI	Dom Inocêncio	49,5	26,1	29/11/2019	28/11/2054
Oitis 2	97,2%	PI/BA	Dom Inocêncio	27,5	14,3	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 3	94,3%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,5	24,4	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 4	93,3%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,5	24,0	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 5	94,3%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,5	23,8	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 6	94,8%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,5	24,3	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 7	94,3%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,5	25,6	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 8	100%	PI	Dom Inocêncio	49,5	25,5	29/11/2019	28/11/2054
Oitis 21	100%	PI/BA	Casa Nova	44,0	20,8	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 22	100%	PI/BA	Casa Nova	49,5	22,2	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 9	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,5	21,9	24/12/2019	23/12/2054
Oitis 10	100%	PI/BA	Dom Inocêncio	49,5	21,2	24/12/2019	23/12/2054

Fotovoltaicas em operação	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Concessão	Fim da Concessão
LUZIA 2	100%	PB	Santa Luzia	74,7	17,3	29/05/2020	29/05/2055
LUZIA 3	100%	PB	Santa Luzia	74,7	17,3	29/05/2020	29/05/2055

A energia eólica gerada foi de 1.164 GWh no 4T25 (-14,4% vs. 4T24) e de 5.193 GWh em 2025 (-2,7% vs. 2024), impactada por menor disponibilidade. Já a geração de energia solar foi de 62 GWh no 4T25 (-6,1% vs. 4T24) e de 225 GWh em 2025 (-9,0% vs. 2024), impactado por menor recurso solar.

Vale destacar que o impacto dos *curtailments* (eólico e solar) foi de 10,8% da energia gerada no 4T25 e de 7,9% em 2025.

4.2.3. Hidrelétricas

No 4T25, a Neoenergia possuía participação (direta ou indireta) em 4 usinas hidrelétricas.

Hidrelétricas em operação	Participação Neoenergia (Direta e Indireta)	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Concessão	Fim da Concessão
						Autorização	
UHE Itapebi	100%	BA	Rio Jequitinhonha	462,0	202,1	28/05/1999	15/05/2039
UHE Corumbá III	70%	GO	Rio Corumbá	96,5	47	07/11/2001	22/04/2040
UHE Dardanelos - Águas da Pedra	100%	MT	Rio Aripuanã	261,0	147,2	03/07/2007	12/12/2049
Belo Monte	10%	PA	Rio Xingu	11.233,1	4571	26/08/2010	10/07/2046

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

No 4T25, a Neoenergia anunciou as seguintes operações com seus ativos hídricos, que ainda estão em processo de conclusão, sujeitas a determinadas condições precedentes usuais a estes tipos de transações: a venda da UHE Dardanelos para EDF Brasil, em 21 de novembro de 2025; e o aumento de participação na UHE Corumbá.

A energia hídrica gerada foi de 491 GWh no 4T25 (-39,6% vs. 4T24) e de 5.496 GWh em 2025 (-1% vs. 2024), explicada pela venda UHE Baixo Iguaçu em 30/06/25.

4.2.4. Termopernambuco

A Termopernambuco estava inserida no PPT (Programa Prioritário de Térmicas), com sua receita garantida pelos PPAs com Neoenergia Coelba (65MW) e Neoenergia Pernambuco (390MW), vigentes até 14 de maio de 2024. Em dezembro de 2021, a usina sagrou-se vencedora do Leilão de Reserva de Capacidade, com um contrato de 15 anos, a iniciar em 1º de julho de 2026. Em setembro de 2024, a ANEEL aprovou a antecipação deste contrato para 1º de outubro de 2024, mantendo todas as condições anteriores e adicionando 21 meses ao prazo inicial.

Térmica em operação	Participação Neoenergia	Estado	Localidade	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada (MW)	Data da Concessão	
						Autorização	Vencimento
UTE Termopernambuco	100%	PE	Suape - Ipojuca	550	504,1	18/12/2000	18/12/2030

Sob o novo de Contrato de Capacidade, o despacho foi de 1% no 4T25, com geração de 8 GWh no 4T25 e 23 GWh em 2025. Vale destacar que até 14/05/2024 estavam vigentes os contratos bilaterais de venda de energia.

5. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

5.1. Consolidado

DRE CONSOLIDADO (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Operacional Líquida ¹	13.549	12.844	705	5%	50.140	46.680	3.460	7%
Custos com Energia ²	(8.697)	(8.706)	9	(0%)	(32.757)	(30.566)	(2.191)	7%
Margem Bruta s/ VNR	4.852	4.138	714	17%	17.383	16.114	1.269	8%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	214	582	(368)	(63%)	1.596	1.504	92	6%
MARGEM BRUTA	5.066	4.720	346	7%	18.979	17.618	1.361	8%
Despesa Operacional	(1.051)	(1.129)	78	(7%)	(4.295)	(4.240)	(55)	1%
PECLD	(145)	(132)	(13)	10%	(560)	(552)	(8)	1%
(+) Eq. Patrimonial / Operações Corporativas	104	(382)	486	N/A	166	(309)	475	N/A
EBITDA	3.974	3.077	897	29%	14.290	12.517	1.773	14%
Depreciação	(806)	(735)	(71)	10%	(3.019)	(2.816)	(203)	7%
Resultado Financeiro	(1.359)	(1.377)	18	(1%)	(5.807)	(4.992)	(815)	16%
IR/CS	(328)	(105)	(223)	212%	(407)	(1.027)	620	(60%)
Minoritário	(6)	(8)	2	(25%)	(26)	(47)	21	(45%)
LUCRO LÍQUIDO	1.475	852	623	73%	5.031	3.635	1.396	38%

¹ Considera Receita de Construção

² Considera Custos de Construção

A Neoenergia encerrou o 4T25 com Margem Bruta sem VNR de R\$ 4.852 milhões, +17% vs. 4T24, impactada pelos efeitos positivos de aumento da base de clientes e volume das distribuidoras, das variações positivas de parcela B nos últimos processos tarifários de todas as distribuidoras: +8,1% em Neoenergia Coelba (reajuste abr/25), +6,6% em Neoenergia Cosern (reajuste abr/25), +16,2% em Neoenergia Pernambuco (revisão abr/25), +1,30% em Neoenergia Elektro (reajuste ago/25) e +8,3% em Neoenergia Brasília (reajuste out/25), além dos novos ativos de transmissão que entraram em operação. Estes efeitos foram parcialmente compensados pela menor geração eólica e menor margem de hidros, decorrente da desconsolidação de Baixo Iguaçu a partir de jul/25, após o *closing* da venda do ativo.

Em 2025, a Margem Bruta sem VNR foi de R\$ 17.383 milhões, +8% vs. 2024, em razão dos efeitos positivos de aumento da base de clientes, volume e variações positivas de parcela B nos últimos processos tarifários das distribuidoras, citados anteriormente, além do reajuste em out/24 da Neoenergia Brasília (parcela B: +5%) e dos novos ativos de transmissão em operação. Estes efeitos foram parcialmente compensados pelos reajustes tarifários negativos de Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco e Neoenergia Cosern em 2024 (com variação da parcela B de -4,82%, -4,40% e -5,63%, respectivamente), além de menor margem de Termopernambuco, impactada pela alteração dos seus contratos bilaterais de venda de energia para o atual contrato de reserva de capacidade e menor margem em renováveis.

A margem bruta foi de R\$ 5.066 milhões no 4T25 (+7% vs. 4T24) e de R\$ 18.979 milhões em 2025 (+8% vs. 2024), em razão dos efeitos supracitados, além do maior VNR no ano.

As despesas operacionais somaram R\$ 1.051 milhões no 4T25 (-6,9% vs. 4T24), devido a gastos não recorrentes no 4T24, e R\$ 4.295 milhões em 2025 (+1,3% vs. 2024), abaixo da inflação, confirmando a disciplina de custos, que permite absorver as pressões da maior base de clientes e novos ativos de transmissão. Vale destacar que o 4T25 foi impactado pontualmente pelo efeito da alienação do edifício sede da Neoenergia Pernambuco (+R\$ 64 milhões).

A PECLD foi de R\$ 145 milhões no 4T25 (+10% vs. 4T24) e de R\$ 560 milhões em 2025, em linha com 2024.

Na rubrica de Equivalência Patrimonial/Operações Corporativas, no 4T25 foram registrados R\$ 104 milhões (vs. -R\$ 382 milhões no 4T24), explicado, sobretudo, pela equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC, no valor de +R\$ 102 milhões. Em 2025 foram registrados R\$ 166 milhões (vs. -R\$ 309 milhões em 2024) com destaque para +R\$ 206

milhões referentes a equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC e -R\$ 58 milhões de ajuste a valor justo do lote de Itabapoana. Vale lembrar que no 4T24 foram registrados -R\$ 368 milhões de ajuste a valor justo referente a venda da usina de Baixo Iguaçu.

O EBITDA foi de R\$ 3.974 milhões no 4T25 (+29% vs. 4T24) e de R\$ 14.290 milhões em 2025 (+14% vs. 2024). Já o EBITDA Ajustado, sem VNR, IFRS e Operações Corporativas, foi de R\$ 3.248 milhões no 4T25 (+14% vs. 4T24) e de R\$ 11.428 milhões no 2025 (+8% vs. 2024).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 1.359 milhões no 4T25 (vs. -R\$ 1.377 milhões no 4T24) e de -R\$ 5.807 milhões em 2025 (vs. -R\$ 4.992 milhões em 2024), em função do aumento do saldo médio da dívida, devido às captações direcionadas para Capex, e maior CDI (47% da dívida da Companhia está atrelado a esse índice).

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de -R\$ 328 milhões (vs. -R\$ 105 milhões no 4T24) e no ano foi de -R\$ 407 milhões (vs. -R\$ 1.027 milhões em 2024). Em 2025 observa-se o impacto positivo do indébito tributário ocorrido no 2T25, gerando crédito no valor de R\$ 770 milhões, dada a exclusão da atualização da Selic dos indébitos relativos à retirada do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

Como resultado dos efeitos apresentados, o lucro líquido do 4T25 foi de R\$ 1.475 milhões (+73% vs. 4T24) e de R\$ 5.031 milhões em 2025 (+38% vs. 2024).

5.2. Redes

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

DRE REDES (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	12.867	12.211	656	5%	47.573	44.683	2.890	6%
Custos com Energia	(8.447)	(8.616)	169	(2%)	(31.960)	(30.689)	(1.271)	4%
Margem Bruta s/ VNR	4.420	3.595	825	23%	15.613	13.994	1.619	12%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	214	582	(368)	(63%)	1.596	1.504	92	6%
Margem Bruta	4.634	4.177	457	11%	17.209	15.498	1.711	11%
Despesa Operacional	(848)	(911)	63	(7%)	(3.505)	(3.436)	(69)	2%
PECLD	(145)	(131)	(14)	11%	(559)	(552)	(7)	1%
(+) Eq. Patrimonial / Operações Corporativas	103	(15)	118	N/A	149	48	101	210%
EBITDA	3.744	3.120	624	20%	13.294	11.558	1.736	15%
Depreciação	(612)	(557)	(55)	10%	(2.328)	(2.101)	(227)	11%
Resultado Financeiro	(1.355)	(1.296)	(59)	5%	(5.643)	(4.670)	(973)	21%
IR CS	(301)	(242)	(59)	24%	(279)	(1.054)	775	(74%)
LUCRO LÍQUIDO	1.476	1.025	451	44%	5.044	3.733	1.311	35%

O negócio de Redes encerrou o 4T25 com Margem Bruta sem VNR de R\$ 4.420 milhões, +23% vs. 4T24, impactada pelos efeitos positivos de aumento da base de clientes e volume das distribuidoras, das variações positivas de parcela B nos últimos processos tarifários de todas as distribuidoras: +8,1% em Neoenergia Coelba (reajuste abr/25), +6,6% em Neoenergia Cosern (reajuste abr/25), +16,2% em Neoenergia Pernambuco (revisão abr/25), +1,30% em Neoenergia Elektro (reajuste ago/25) e +8,3% em Neoenergia Brasília (reajuste out/25), além dos novos ativos de transmissão que entraram em operação.

Em 2025, a Margem Bruta sem VNR foi de R\$ 15.613 milhões, +12% vs. 2024, em razão dos efeitos positivos de aumento da base de clientes, volume e variações positivas de parcela B nos últimos processos tarifários das distribuidoras, citados anteriormente, além do reajuste em out/24 da Neoenergia Brasília (parcela B: +5%) e dos novos ativos de

transmissão em operação. Estes efeitos foram parcialmente compensados pelos reajustes tarifários negativos de Neoenergia Coelba, Neoenergia Pernambuco e Neoenergia Cosern em 2024 (com variação da parcela B de -4,82%, -4,40% e -5,63%, respectivamente).

As despesas operacionais somaram R\$ 848 milhões no 4T25 (-7% vs. 4T24) e R\$ 3.505 milhões em 2025 (+2% vs. 2024), abaixo da inflação, confirmando a disciplina de custos, que permite absorver as pressões da maior base de clientes e novos ativos de transmissão. Vale destacar que o 4T25 foi impactado pontualmente pelo efeito da alienação do edifício sede da Neoenergia Pernambuco (+R\$ 64 milhões).

A PECLD foi de R\$ 145 milhões no 4T25 (+11% vs. 4T24) e de R\$ 559 milhões em 2025, em linha com 2024.

Na rubrica de Equivalência Patrimonial/Operações Corporativas, no 4T25 foram registrados R\$ 103 milhões (vs. -R\$ 15 milhões no 4T24), explicado, sobretudo, pela equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC, no valor de R\$ 102 milhões. Em 2025 foram registrados R\$ 149 milhões (vs. R\$ 48 milhões em 2024), com destaque para +R\$ 206 milhões referentes a equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC e -R\$ 58 milhões de ajuste a valor justo do lote de Itabapoana.

Como resultado dos efeitos apresentados, o EBITDA foi de R\$ 3.744 milhões no 4T25 (+20% vs. 4T24) e de R\$ 13.294 milhões em 2025 (+15% vs. 2024). Já o EBITDA Ajustado, sem VNR, IFRS e Operações Corporativas, foi de R\$ 3.019 milhões no 4T25 (+20% vs. 4T24) e R\$ 10.435 milhões em 2025 (+13% vs. 2024).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 1.355 milhões no 4T25 (vs. -R\$ 1.296 milhões no 4T24) e de -R\$ 5.643 milhões em 2025 (vs. -R\$ 4.670 milhões em 2024), em função do aumento do saldo médio da dívida, devido às captações direcionadas para Capex e maior CDI.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de -R\$ 301 milhões (vs. -R\$ 242 milhões no 4T24) e no ano foi de -R\$ 279 milhões (vs. -R\$ 1.054 milhões em 2024). Em 2025 observa-se o impacto positivo do indébito tributário ocorrido no 2T25, gerando crédito no valor de R\$ 770 milhões, dada a exclusão da atualização da Selic dos indébitos relativos à retirada do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

O lucro líquido de Redes encerrou o trimestre em R\$ 1.476 milhões (+44% vs. 4T24) e o ano em R\$ 5.044 milhões (+35% vs. 2024).

DRE TRANSMISSÃO (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	1256	1.344	(88)	(7%)	5.178	5.432	(254)	(5%)
Custos de Construção	(618)	(1.137)	519	(46%)	(3.261)	(4.121)	860	(21%)
Margem Bruta	638	207	431	208%	1.917	1.311	606	46%
Despesa Operacional	(77)	(67)	(10)	15%	(221)	(205)	(16)	8%
PECLD	(1)	-	(1)	-	(3)	1	(4)	N/A
(+) Eq. Patrimonial / Operações Corporativas	102	(15)	117	N/A	148	48	100	208%
EBITDA	662	125	537	430%	1.841	1.155	686	59%
Depreciação	(4)	(2)	(2)	100%	(10)	(6)	(4)	67%
Resultado Financeiro	(182)	(213)	31	(15%)	(847)	(682)	(165)	24%
IR CS	(47)	34	(81)	N/A	(173)	(117)	(56)	48%
LUCRO LÍQUIDO	430	(56)	486	N/A	811	350	461	132%
IFRS15	511	60	451	756%	1.321	886	435	49%

As transmissoras apresentaram Margem Bruta de R\$ 638 milhões no 4T25 (+208% vs. 4T24) e de R\$ 1.917 milhões em 2025 (+46% vs. 2024), pelos novos ativos de transmissão que entraram em operação.

As despesas operacionais somaram R\$ 77 milhões no 4T25 (+15% vs. 4T24) e R\$ 221 milhões em 2025 (+8% vs. 2024), devido à entrada de novos ativos.

Na rubrica de Equivalência Patrimonial/Operações Corporativas, no 4T25 foram registrados +R\$ 102 milhões referentes a equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC. Em 2025, foram registrados +R\$ 148 milhões sendo: -R\$ 58 milhões de ajuste a valor justo do lote de Itabapoana e +R\$ 206 milhões referentes a equivalência dos ativos de transmissão em parceria com o GIC. Os valores de -R\$ 15 milhões no 4T24 e R\$ 48 milhões em 2024 se referem aos ativos de transmissão em parceria com o GIC.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA de transmissão encerrou o trimestre em R\$ 662 milhões (+430% vs. 4T24) e o ano em R\$ 1.841 milhões (+59% vs. 2024). Já o EBITDA Ajustado, sem IFRS e Operações Corporativas, foi de R\$ 151 milhões no 4T25 (+51% vs. 4T24) e de R\$ 578 milhões em 2025 (+68% vs. 2024).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 182 milhões no 4T25 (vs. -R\$ 213 milhões 4T24) e de -R\$ 847 milhões em 2025 (vs. -R\$ 682 milhões em 2024), em função do aumento do saldo médio da dívida, devido às captações direcionadas para Capex e maior CDI.

O negócio de transmissão teve lucro de R\$ 430 milhões no 4T25 (+R\$ 486 milhões vs. 4T24) e de R\$ 811 milhões em 2025 (+R\$ 461 milhões vs. 2024).

5.2.1. NEOENERGIA COELBA

DRE (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	4.672	4.546	126	3%	17.278	15.580	1.698	11%
Custos Com Energia	(2.998)	(2.893)	(105)	4%	(11.157)	(9.755)	(1.402)	14%
Margem Bruta s/ VNR	1.674	1.653	21	1%	6.121	5.825	296	5%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	137	268	(131)	(49%)	869	754	115	15%
Margem Bruta	1.811	1.921	(110)	(6%)	6.990	6.579	411	6%
Despesa Operacional	(364)	(387)	23	(6%)	(1.551)	(1.478)	(73)	5%
PECLD	(58)	(55)	(3)	5%	(194)	(190)	(4)	2%
EBITDA	1.389	1.479	(90)	(6%)	5.245	4.911	334	7%
Depreciação	(268)	(250)	(18)	7%	(1.025)	(936)	(89)	10%
Resultado Financeiro	(495)	(463)	(32)	7%	(2.122)	(1.769)	(353)	20%
IRCS	(128)	(137)	9	(7%)	(144)	(398)	254	(64%)
LUCRO LÍQUIDO	498	629	(131)	(21%)	1.954	1.808	146	8%

A Neoenergia Coelba apresentou margem bruta sem VNR de R\$ 1.674 milhões no 4T25, em linha com o 4T24. No ano, a margem bruta sem VNR foi de R\$ 6.121 milhões (+5% vs. 2024), explicado pelos maiores volumes e pelo impacto positivo da variação da parcela B de +8,1% no reajuste de abril/25, parcialmente compensada pelo impacto negativo da variação da parcela B de -4,8% do reajuste de abril/24.

A margem bruta foi de R\$ 1.811 milhões no 4T25 (-6% vs. 4T24) e de R\$ 6.990 milhões em 2025 (+6% vs. 2024), em razão dos efeitos supracitados, além do maior VNR no ano.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 364 milhões no 4T25 (-6% vs. 4T24). No ano, as despesas somaram R\$ 1.551 milhões (+5% vs. 2024), em linha com a inflação do período.

No trimestre, a PECLD totalizou R\$ 58 milhões (+5% vs. 4T24) e no acumulado foi de R\$ 194 milhões (+2% vs. 2024), refletindo a boa performance das ações de cobrança. Quando analisamos o indicador de inadimplência (PECLD/ROB) de 2025, ele encerrou em 1,20%, abaixo do seu limite regulatório, de 1,27%.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA foi de R\$ 1.389 milhões no trimestre (-6% vs. 4T24) e de R\$ 5.245 milhões no ano (+7% vs. 2024). O EBITDA Ajustado (ex- VNR) no 4T25 foi de R\$ 1.252 milhões (+3% vs. 4T24) e em 2025 foi de R\$ 4.376 milhões (+5% vs. 2024).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 495 milhões no 4T25 (vs. -R\$ 463 milhões no 4T24) e de -R\$ 2.122 milhões em 2025 (vs. -R\$ 1.769 milhões em 2024), em virtude do aumento dos encargos de dívida devido ao maior saldo médio e maior CDI. No acumulado esses efeitos foram parcialmente compensados pelo crédito de R\$ 56 milhões no 2T25 referente à atualização monetária sobre os débitos tributários.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de -R\$ 128 milhões (vs. -R\$ 137 milhões no 4T24) e no ano foi de -R\$ 144 milhões, (vs. -R\$ 398 milhões em 2024). Em 2025 observa-se o impacto positivo do débito tributário ocorrido no 2T25, gerando crédito no valor de R\$ 274 milhões, dada a exclusão da atualização da Selic dos débitos relativos à retirada do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

O Lucro Líquido foi de R\$ 498 milhões no 4T25 (-21% vs. 4T24) e de R\$ 1.954 milhões em 2025 (+8% vs. 2024).

5.2.2. NEOENERGIA PERNAMBUCO

DRE (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	2.378	2.061	317	15%	8.248	7.793	455	6%
Custos Com Energia	(1.651)	(1.490)	(161)	11%	(5.787)	(5.631)	(156)	3%
Margem Bruta s/ VNR	727	571	156	27%	2.461	2.162	299	14%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	1	133	(132)	(99%)	241	289	(48)	(17%)
Margem Bruta	728	704	24	3%	2.702	2.451	251	10%
Despesa Operacional	(127)	(182)	55	(30%)	(699)	(769)	70	(9%)
PECLD	(41)	(23)	(18)	78%	(199)	(179)	(20)	11%
EBITDA	560	499	61	12%	1.804	1.503	301	20%
Depreciação	(117)	(109)	(8)	7%	(454)	(420)	(34)	8%
Resultado Financeiro	(277)	(263)	(14)	5%	(1.097)	(989)	(108)	11%
IRCS	5	(13)	N/A	N/A	406	-	406	-
LUCRO LÍQUIDO	171	114	57	50%	659	94	565	601%

A Neoenergia Pernambuco apresentou margem bruta sem VNR de R\$ 727 milhões no 4T25 (+27% vs. 4T24), impactado pelo aumento da base de clientes (+2,5%) e pelo impacto positivo da variação da parcela B de +16,2% na revisão tarifária de abril/25. Em 2025, a margem bruta sem VNR foi de R\$ 2.461 milhões (+14% vs. 2024), também em virtude dos efeitos descritos acima, parcialmente compensado pelo impacto negativo da variação da parcela B de -4,4% do reajuste de abril/24.

A margem bruta foi de R\$ 728 milhões no 4T25 (+3% vs. 4T24) e de R\$ 2.702 milhões em 2025 (+10% vs. 2024), em razão dos efeitos supracitados.

As despesas operacionais no 4T25 foram de R\$ 127 milhões (-30% vs. 4T24) e de R\$ 699 milhões em 2025 (-9% vs. 2024), por efeito da alienação do edifício sede da Neoenergia Pernambuco em dez/25, no valor de R\$ 64 milhões.

No 4T25, a PECLD totalizou R\$ 41 milhões (+78% vs. 4T24) e de R\$ 199 milhões em 2025 (+11% vs. 2024).

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no 4T25 foi de R\$ 560 milhões (+12% vs. 4T24) e de R\$ 1.804 milhões em 2025 (+20% vs. 2024). Em complemento, o EBITDA Ajustado (ex-VNR) no 4T25 foi de R\$ 559 milhões (+53% vs. 4T24) e de R\$ 1.563 milhões em 2025 (+29% vs. 2024).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 277 milhões no 4T25 (vs. -R\$ 263 milhões no 4T24) e em 2025 foi de -R\$ 1.097 milhões (vs. R\$ 989 milhões em 2024), em virtude do aumento do saldo médio da dívida e dos encargos de dívida. No ano, esses efeitos foram compensados pelo crédito de R\$ 8 milhões no 2T25 referente à atualização monetária sobre os indêbitos tributários.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de R\$ 5 milhões (vs. -R\$ 13 milhões no 4T24) e no ano foi de R\$ 406 milhões. Em 2025 observa-se o impacto positivo do indêbitos tributários ocorridos no 2T25 gerando crédito no valor de R\$ 394 milhões, dada a exclusão da atualização da Selic dos indêbitos relativos à retirada do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

O Lucro Líquido foi de R\$ 171 milhões no 4T25 (+50% vs. 4T24) e de R\$ 659 milhões em 2025 (+601% vs. 2024).

5.2.3. NEOENERGIA COSERN

DRE (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	1.066	1.015	51	5%	3.911	3.603	308	9%
Custos Com Energia	(686)	(698)	12	(2%)	(2.538)	(2.354)	(184)	8%
Margem Bruta s/ VNR	380	317	63	20%	1.373	1.249	124	10%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	21	72	(51)	(71%)	175	172	3	2%
Margem Bruta	401	389	12	3%	1.548	1.421	127	9%
Despesa Operacional	(77)	(76)	(1)	1%	(274)	(262)	(12)	5%
PECLD	(5)	(5)	-	-	(20)	(19)	(1)	5%
EBITDA	319	308	11	4%	1.254	1.140	114	10%
Depreciação	(50)	(45)	(5)	11%	(194)	(177)	(17)	10%
Resultado Financeiro	(72)	(84)	12	(14%)	(314)	(287)	(27)	9%
IRCS	(32)	(36)	4	(11%)	(63)	(119)	56	(47%)
LUCRO LÍQUIDO	165	143	22	15%	683	557	126	23%

Neoenergia Cosern apresentou margem bruta sem VNR de R\$ 380 milhões no 4T25 (+20% vs. 4T24), explicado pelo crescimento da base de clientes (+1,7%), maiores volumes e pelo impacto positivo da Parcela B de +6,6% no reajuste de abril/25. Em 2025, a margem bruta sem VNR foi de R\$ 1.373 milhões (+10% vs. 2024), também em virtude dos efeitos descritos acima, parcialmente compensado pelo impacto negativo da variação da parcela B de -5,6% no reajuste de abril/24.

A margem bruta foi de R\$ 401 milhões no 4T25 (+3% vs. 4T24) e de R\$ 1.548 milhões no 2025 (+9% vs. 2024), em razão dos efeitos supracitados, além de um maior VNR no ano.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 77 milhões no 4T25, em linha com 4T24 e R\$ 274 milhões em 2025 (+5% vs. 2024), em linha com a inflação do período.

A PECLD totalizou R\$ 5 milhões no 4T25 e R\$ 20 milhões em 2025, ambos em linha com os mesmos períodos do ano anterior. Quando analisamos o indicador de inadimplência (PECLD/ROB) de 2025, ele encerrou em 0,46%, abaixo do seu limite regulatório, de 0,49%.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA no 4T25 foi de R\$ 319 milhões, (+4% vs. 4T24) e em 2025 foi de R\$ 1.254 milhões (+10% vs. 2024). Já o EBITDA Ajustado (ex-VNR) no 4T25 foi de R\$ 298 milhões (+26% vs. 4T24) e R\$ 1.079 milhões em 2025 (+11% vs. 2024).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 72 milhões no 4T25 (vs. -R\$ 84 milhões no 4T24), em razão da melhora da renda de aplicações financeiras. Em 2025, o resultado financeiro foi de -R\$ 314 milhões (vs. -R\$ 287 milhões em 2024), em virtude do aumento dos encargos de dívida em razão do aumento do CDI no período. No ano, esses efeitos foram compensados pelo crédito de R\$ 18 milhões no 2T25 referentes à atualização monetária sobre os indêbitos tributários.

A rubrica de IR/CS no 4T25 foi de -R\$ 32 milhões (vs. -R\$ 36 milhões no 4T24) e em 2025 foi de -R\$ 63 milhões (vs. -R\$ 119 milhões em 2024). Em 2025 observa-se o impacto positivo do indêbito tributário ocorrido no 2T25 gerando crédito no valor de R\$ 60 milhões, dada a exclusão da atualização da Selic dos indêbitos relativos à retirada do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

O Lucro Líquido foi de R\$ 165 milhões no 4T25 (+15% vs. 4T24) e de R\$ 683 milhões em 2025 (+23% vs. 2024).

5.2.4. NEOENERGIA ELEKTRO

DRE (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	2.553	2.290	263	11%	9.478	8.844	634	7%
Custos Com Energia	(1.706)	(1.602)	(104)	6%	(6.293)	(5.963)	(330)	6%
Margem Bruta s/ VNR	847	688	159	23%	3.185	2.881	304	11%
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	53	106	(53)	(50%)	297	277	20	7%
Margem Bruta	900	794	106	13%	3.482	3.158	324	10%
Despesa Operacional	(165)	(169)	4	(2%)	(668)	(629)	(39)	6%
PECLD	(28)	(32)	4	(13%)	(97)	(117)	20	(17%)
EBITDA	707	593	114	19%	2.717	2.412	305	13%
Depreciação	(124)	(102)	(22)	22%	(446)	(388)	(58)	15%
Resultado Financeiro	(265)	(205)	(60)	29%	(989)	(699)	(290)	41%
IRCS	(96)	(91)	(5)	5%	(324)	(410)	86	(21%)
LUCRO LÍQUIDO	222	195	27	14%	958	915	43	5%

A Neoenergia Elektro apresentou margem bruta sem VNR de R\$ 847 milhões no 4T25 (+23% vs. 4T24) e de R\$ 3.185 milhões em 2025 (+11% vs. 2024), impulsionada pelo aumento da base de clientes e pela variação positiva da parcela B de +0,69% do reajuste de agosto/24 e de +1,30% do reajuste de agosto/25.

A margem bruta foi de R\$ 900 milhões no 4T25 (+13% vs. 4T24) e de R\$ 3.482 milhões em 2025 (+10% vs. 2024), em razão dos efeitos supracitados, além do maior VNR no ano.

As despesas operacionais contabilizaram R\$ 165 milhões no 4T25 (-2% vs. 4T24) e R\$ 668 milhões em 2025 (+6% vs. 2024), devido ao efeito positivo não recorrente no valor de R\$ 13 milhões em 2024, referente ao recebimento de passivo de compartilhamento de infraestrutura.

No trimestre, a PECLD totalizou R\$ 28 milhões (-13% vs. 4T24) e no ano totalizou R\$ 97 milhões (-17% vs. 2024), refletindo a boa performance das ações de cobrança.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA foi de R\$ 707 milhões no trimestre (+19% vs. 4T24) e de R\$ 2.717 milhões no ano (+13% vs. 2024). O EBITDA Ajustado (ex- VNR) no 4T25 foi de R\$ 654 milhões (+34% vs. 4T24) e em 2025 foi de R\$ 2.420 milhões (+13% vs. 2024).

O Resultado Financeiro foi de -R\$ 265 milhões no 4T25 (vs. -R\$ 205 milhões no 4T24) e de -R\$ 989 milhões em 2025 (vs. -R\$ 699 milhões em 2024), em virtude do aumento dos encargos de dívida devido ao maior saldo médio e maior CDI. No acumulado esses efeitos foram compensados pelo crédito de R\$ 16 milhões no 2T25 referente à atualização monetária sobre os indêbitos tributários.

A rubrica de IR/CS do trimestre foi de -R\$ 96 milhões (vs. -R\$ 91 milhões no 4T24) e no ano foi de -R\$ 324 milhões (vs. -R\$ 410 milhões em 2024). No ano observa-se o impacto positivo do indêbito tributário ocorrido no 2T25, gerando crédito no valor de R\$ 39 milhões, dada a exclusão da atualização da Selic dos indêbitos relativos à retirada do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

O Lucro Líquido foi de R\$ 222 milhões no 4T25 (+14% vs. 4T24) e de R\$ 958 milhões em 2025 (+5% vs. 2024).

5.2.5. NEOENERGIA BRASÍLIA

DRE (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	963	985	(22)	(2%)	3.559	3.535	24	1%
Custos com Energia	(788)	(797)	9	(1%)	(2.925)	(2.867)	(58)	2%
Margem Bruta s/ VNR	175	188	(13)	(7%)	634	668	(34)	(5%)
Ativo Financeiro da Concessão (VNR)	1	5	(4)	(80%)	13	13	-	-
Margem Bruta	176	193	(17)	(9%)	647	681	(34)	(5%)
Despesa Operacional	(54)	(61)	7	(11%)	(174)	(199)	25	(13%)
PECLD	(13)	(17)	4	(24%)	(48)	(48)	-	-
EBITDA	109	115	(6)	(5%)	425	434	(9)	(2%)
Depreciação	(52)	(50)	(2)	4%	(201)	(176)	(25)	14%
Resultado Financeiro	(63)	(68)	5	(7%)	(273)	(244)	(29)	12%
IR CS	(3)	(1)	(2)	200%	15	(14)	29	N/A
LUCRO LÍQUIDO	(9)	(4)	(5)	125%	(34)	-	(34)	-

A Neoenergia Brasília registrou margem bruta de R\$ 176 milhões no 4T25 (-9% vs. 4T24) e de R\$ 647 milhões em 2025 (-5% vs. 2024). A variação reflete, principalmente, o impacto da sobrecontratação reconhecida em 2024, que gerou um efeito positivo de +R\$ 21 milhões no 4T24, o que compensou a variação de +8,3% da parcela B no reajuste tarifário de outubro de 2025 e de +5,0% da parcela B no reajuste tarifário de outubro de 2024.

As despesas operacionais totalizaram R\$ 54 milhões no 4T25 (-11% vs. 4T24) e R\$ 174 milhões em 2025 (-13% vs. 2024), redução explicada, principalmente, por efeito positivo não recorrente de decisões judiciais no valor de R\$ 8 milhões em 2025.

A PECLD foi de R\$ 13 milhões no 4T25 (-24% vs. 4T24) e de R\$ 48 milhões em 2025 (em linha vs. 2024), reflexo do sólido desempenho do plano de recuperação de crédito.

Como resultado das variações citadas acima, o EBITDA atingiu R\$ 109 milhões no 4T25 (-5% vs. 4T24) e R\$ 425 milhões em 2025, em linha com 2024.

O resultado financeiro totalizou -R\$ 63 milhões no 4T25 (vs. -R\$ 68 milhões no 4T24), impactado pela menor atualização do passivo financeiro setorial no período. Em 2025, o resultado financeiro atingiu -R\$ 273 milhões (vs. -R\$ 244 milhões em 2024), pressionado pelo aumento dos encargos da dívida, em função da elevação do CDI.

A Companhia registrou prejuízo de R\$ 9 milhões no 4T25 (vs. prejuízo de R\$ 4 milhões no 4T24) e prejuízo de R\$ 34 milhões em 2025 (vs. R\$ 0 em 2024).

5.3. Geração e Clientes

O resultado do negócio de Geração e Clientes contempla o desempenho dos parques eólicos, parques solares, usinas hidrelétricas, usina térmica e comercializadora do Grupo Neoenergia.

DRE GERAÇÃO E CLIENTES (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	1.113	1.092	21	2%	4.334	4.336	(2)	(0%)
Custos com Energia	(669)	(536)	(133)	25%	(2.512)	(2.179)	(333)	15%
Margem Bruta	444	556	(112)	(20%)	1.822	2.157	(335)	(16%)
Despesa Operacional	(125)	(152)	27	(18%)	(521)	(550)	29	(5%)
(+) Eq. Patrimonial / Operações Corporativas	3	(367)	370	N/A	14	(357)	371	N/A
EBITDA	322	36	286	794%	1.313	1.250	63	5%
Depreciação	(141)	(119)	(22)	18%	(463)	(473)	10	(2%)
Resultado Financeiro	58	(41)	99	N/A	(35)	(185)	150	(81%)
IR CS	(33)	129	(162)	N/A	(156)	(4)	(152)	3800%
LUCRO LÍQUIDO	206	5	201	4020%	659	588	71	12%

DRE HIDROS (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	181	222	(41)	(18%)	793	850	(57)	(7%)
Custos com Energia	(40)	(43)	3	(7%)	(176)	(169)	(7)	4%
Margem Bruta	141	179	(38)	(21%)	616	681	(65)	(10%)
Despesa Operacional	(25)	(38)	13	(34%)	(88)	(136)	48	(35%)
(+) Eq. Patrimonial / Operações Corporativas	3	(367)	370	N/A	14	(357)	371	N/A
EBITDA	119	(226)	345	N/A	542	188	354	188%
Depreciação	(15)	(27)	12	(44%)	(67)	(107)	40	(37%)
Resultado Financeiro	9	(9)	18	N/A	(6)	(38)	32	(84%)
IR CS	(14)	(7)	(7)	100%	(54)	(57)	3	(5%)
LUCRO LÍQUIDO	99	(269)	368	N/A	416	(14)	430	N/A

DRE EÓLICAS (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	370	370	-	-	1.429	1.312	117	9%
Custos com Energia	(133)	(46)	(87)	189%	(488)	(242)	(246)	102%
Margem Bruta	237	324	(87)	(27%)	941	1.070	(129)	(12%)
Despesa Operacional	(54)	(61)	7	(11%)	(262)	(233)	(29)	12%
EBITDA	183	263	(80)	(30%)	680	837	(157)	(19%)
Depreciação	(110)	(79)	(31)	39%	(338)	(299)	(39)	13%
Resultado Financeiro	45	(37)	82	N/A	(53)	(162)	109	(67%)
IR CS	(24)	131	(155)	N/A	(95)	70	(165)	N/A
LUCRO LÍQUIDO	94	278	(184)	(66%)	193	446	(253)	(57%)

DRE SOLAR (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	21	15	6	40%	84	59	25	42%
Custos com Energia	(10)	(8)	(2)	25%	(50)	(17)	(33)	194%
Margem Bruta	10	7	3	43%	34	42	(8)	(19%)
Despesa Operacional	(2)	(1)	(1)	100%	(7)	(4)	(3)	75%
EBITDA	8	6	2	33%	27	38	(11)	(29%)
Depreciação	(6)	(4)	(2)	50%	(19)	(15)	(4)	27%
Resultado Financeiro	1	-	1	-	2	-	2	-
IR CS	(1)	(1)	-	-	(4)	(3)	(1)	33%
LUCRO LÍQUIDO	2	1	1	100%	6	20	(14)	(70%)

DRE TERMOVERNAMBUCO (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	60	61	(1)	(2%)	226	668	(442)	(66%)
Custos com Energia	(44)	(49)	5	(10%)	(155)	(425)	270	(64%)
Margem Bruta	16	12	4	33%	71	243	(172)	(71%)
Despesa Operacional	(16)	(20)	4	(20%)	(66)	(78)	12	(15%)
EBITDA	(0)	(8)	8	(100%)	5	165	(160)	(97%)
Depreciação	(8)	(8)	-	-	(32)	(47)	15	(32%)
Resultado Financeiro	3	5	(2)	(40%)	20	12	8	67%
IR CS	3	6	(3)	(50%)	7	(7)	14	N/A
LUCRO LÍQUIDO	(2)	(5)	3	(60%)	(0)	123	(123)	N/A

DRE COMERCIALIZAÇÃO (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Receita Líquida	488	433	55	13%	1.813	1.448	365	25%
Custos com Energia	(441)	(390)	(51)	13%	(1.642)	(1.326)	(316)	24%
Margem Bruta	47	43	4	9%	171	122	49	40%
Despesa Operacional	(36)	(40)	4	(10%)	(108)	(99)	(9)	9%
PECLD	-	(1)	1	(100%)	(1)	-	(1)	-
EBITDA	10	2	8	400%	60	23	37	161%
Depreciação	(2)	(1)	(1)	100%	(7)	(5)	(2)	40%
Resultado Financeiro	-	-	-	-	2	3	(1)	(33%)
IR CS	3	-	3	-	(10)	(7)	(3)	43%
LUCRO LÍQUIDO	11	1	10	1000%	45	14	31	221%

O negócio de Geração e Clientes apresentou margem bruta de R\$ 444 milhões no 4T25 (-20% vs. 4T24), refletindo principalmente a menor geração eólica e a redução da margem das hidros, em função da desconsolidação de Baixo Iguaçu a partir de jul/25, após o *closing* da venda do ativo. Em 2025, a margem bruta totalizou R\$ 1.822 milhões (-16% vs. 2024), resultado também da menor margem de Termopernambuco, em razão da alteração dos seus contratos bilaterais de venda de energia para o atual contrato de reserva de capacidade.

As despesas operacionais somaram R\$ 125 milhões no 4T25 (-18% vs. 4T24), influenciadas pela desconsolidação de Baixo Iguaçu e pelo efeito positivo de um ressarcimento pontual junto a fornecedor no negócio de eólicas. Em 2025, as despesas totalizaram R\$ 521 milhões (-5% vs. 2024), refletindo também o reconhecimento de R\$ 22,2 milhões referentes à indenização de seguro da Usina de Itapebi.

Na linha de Equivalência Patrimonial/Operações Corporativas, foi registrado +R\$ 3 milhões no 4T25 (vs. -R\$ 367 milhões no 4T24) e +R\$ 14 milhões em 2025 (vs. -R\$ 357 milhões em 2024), variação explicada pelo efeito negativo de -R\$ 368 milhões registrado no 4T24, referente ao ajuste a valor justo da venda da usina de Baixo Iguaçu.

Considerando esses efeitos, o EBITDA alcançou R\$ 322 milhões no 4T25 (+794% vs. 4T24) e R\$ 1.313 milhões em 2025 (+5% vs. 2024).

O resultado financeiro foi positivo em +R\$ 58 milhões no 4T25 (vs. -R\$ 41 milhões no 4T24), refletindo o impacto da revisão da taxa de desmantelamento dos ativos eólicos, além da maior rentabilidade financeira decorrente do aumento do CDI. Em 2025, o resultado financeiro totalizou -R\$ 35 milhões (vs. -R\$ 185 milhões em 2024), beneficiado também pela amortização integral do endividamento da Termopernambuco em abril/24.

O lucro líquido foi de R\$ 206 milhões no 4T25 (+R\$ 201 milhões vs. 4T24) e de R\$ 659 milhões em 2025 (+R\$ 71 milhões vs. 2024).

6. EBITDA (LAJIDA)

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

EBITDA (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Lucro líquido do período (A)	1.475	852	623	73%	5.031	3.635	1.396	38%
Lucro Atribuído aos minoritários (B)	(6)	(8)	2	(25%)	(26)	(47)	21	(45%)
Despesas financeiras (C)	(1.581)	(1.448)	(133)	9%	(6.360)	(5.250)	(1.110)	21%
Receitas financeiras (D)	334	298	36	12%	1.271	1.214	57	5%
Outros resultados financeiros, líquidos (E)	(112)	(227)	115	(51%)	(718)	(956)	238	(25%)
Imposto de renda e contribuição social (F)	(328)	(105)	(223)	212%	(407)	(1.027)	620	(60%)
Depreciação e Amortização (G)	(806)	(735)	(71)	10%	(3.019)	(2.816)	(203)	7%
EBITDA = (A-(B+C+D+E+F+G))	3.974	3.077	897	29%	14.290	12.517	1.773	14%
Ativo Financeiro da Concessão - VNR (H)	214	582	(368)	(63%)	1.596	1.504	92	6%
IFRS 15 (I)	511	60	451	752%	1.321	886	435	49%
Operações Corporativas (J)	1	(403)	404	N/A	(55)	(444)	389	(88%)
EBITDA Ajustado = (EBITDA - (H+I+J))	3.248	2.838	410	14%	11.428	10.571	857	8%

7. RESULTADO FINANCEIRO

RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO (R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Renda de aplicações financeiras	263	222	41	18%	920	883	37	4%
Encargos, variações monetárias e cambiais e Instrumentos financeiros derivativos de dívida	(1.499)	(1.426)	(73)	5%	(6.311)	(5.371)	(940)	18%
Outros resultados financeiros não relacionados a dívida	(123)	(173)	50	(29%)	(416)	(504)	88	(17%)
Juros, comissões e acréscimo moratório	64	72	(8)	(11%)	338	333	5	2%
Variações monetárias e cambiais - outros	41	(16)	57	N/A	150	(35)	185	N/A
Atualização provisão para contingências / depósitos judiciais	19	(25)	44	N/A	(47)	(141)	94	(67%)
Atualização do ativo / passivo financeiro setorial	(27)	(53)	26	(49%)	(215)	(162)	(53)	33%
Obrigações pós emprego	(26)	(23)	(3)	13%	(102)	(94)	(8)	9%
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(194)	(128)	(66)	52%	(540)	(405)	(135)	33%
Total	(1.359)	(1.377)	18	(1%)	(5.807)	(4.992)	(815)	16%

O Resultado Financeiro Consolidado foi de -R\$ 1.359 milhões no 4T25 (vs. R\$ 1.377 milhões no 4T24) e em 2025 foi de R\$ 5.807 milhões (vs. R\$ 4.992 milhões em 2024), explicado, principalmente, pela maior despesa com encargos de dívida em razão do aumento no saldo médio da dívida em relação a 2024, devido às captações direcionadas para Capex, e pelo aumento do CDI acumulado no período (47% da dívida da Companhia está atrelado a esse índice).

Vale destacar que em 2025, a rubrica de variações monetárias e cambiais foi positivamente impactada pelo crédito de R\$ 99 milhões referentes à atualização monetária sobre os indébitos tributários, contabilizados no 2T25.

8. INVESTIMENTOS

O Capex da Neoenergia encerrou o 4T25 em R\$ 2,5 bilhões e o ano em R\$ 10,1 bilhões, conforme tabela a seguir:

CAPEX Neoenergia (R\$ milhões)	4T25	4T24	Δ %	2025	2024	Δ %
Redes	2.338	2.945	(21%)	9.796	9.602	2%
Distribuidoras	1.718	1.800	(5%)	6.524	5.468	19%
Transmissoras	620	1.145	(46%)	3.272	4.134	(21%)
Geração e Clientes	128	88	46%	289	193	49%
Hidrelétricas	20	40	(48%)	57	66	(13%)
Eólicas	95	29	223%	180	93	93%
Solar	(0)	1	N/A	(0)	6	N/A
Termopernambuco	2	1	67%	24	5	394%
Clientes	11	17	(34%)	28	23	22%
Outros	3	10	(64%)	13	15	(15%)
TOTAL	2.469	3.042	(19%)	10.098	9.811	3%

Nota: Não consideram as atualizações financeiras e provisões capitalizadas

8.1. Redes

8.1.1. Distribuição

Em 2025, o Capex das distribuidoras foi de R\$ 6,5 bilhões, dos quais R\$ 4,4 bilhões foram destinados à expansão de redes. A seguir, a abertura do Capex por distribuidora:

INVESTIMENTOS REALIZADOS (valores em R\$ Mil)	Neoenergia Coelba			Neoenergia Pernambuco			Neoenergia Cosern			Neoenergia Elektro			Neoenergia Brasília			CONSOLIDADO		
	2025	2024	Δ %	2025	2024	Δ %	2025	2024	Δ %	2025	2024	Δ %	2025	2024	Δ %	2025	2024	Δ %
Expansão de Rede	2.737	2.154	27%	594	463	28%	345	243	42%	687	627	10%	113	75	49%	4.477	3.561	26%
Programa Luz para Todos	337	320	5%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	337	320	5%
Novas Ligações	1.298	1.134	15%	455	346	32%	204	152	35%	484	397	22%	52	34	55%	2.493	2.062	21%
Novas SE's e RD's	1.102	700	58%	138	114	21%	141	91	55%	203	229	(11%)	60	42	45%	1.644	1.175	40%
Compromisso ECV	0	(0)	-	2	4	(57%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	4	(57%)
Renovação de Ativos	404	396	2%	185	208	(11%)	74	91	(18%)	176	187	(6%)	93	61	53%	933	942	(1%)
Melhoria da Rede	251	149	68%	80	59	36%	67	42	59%	91	114	(21%)	57	39	45%	545	404	35%
Perdas e Inadimplência	95	86	11%	119	112	5%	11	14	(19%)	10	11	(6%)	37	18	107%	272	242	13%
Outros	379	232	63%	110	59	87%	62	45	39%	179	120	49%	77	101	(24%)	806	557	45%
Movimentação Material (Estoque x Obra)	130	(23)	(665%)	37	(14)	(371%)	31	25	22%	41	5	N/A	33	0	N/A	272	(6)	N/A
(-) Investimento Bruto	3.997	2.993	34%	1.125	887	27%	591	460	28%	1.182	1.065	11%	409	294	39%	7.305	5.699	28%
SUBVENÇÕES	(376)	(146)	158%	(12)	(20)	(39%)	(24)	(10)	133%	(84)	(42)	99%	(13)	(19)	(30%)	(509)	(237)	115%
(=) Investimento Líquido	3.621	2.847	27%	1.113	867	28%	567	450	26%	1.099	1.023	7%	396	275	44%	6.796	5.462	24%
Movimentação Material (Estoque x Obra)	(130)	23	(665%)	(37)	14	(371%)	(31)	(25)	22%	(41)	(5)	N/A	(33)	(0)	N/A	(272)	6	N/A
(+) CAPEX	3.491	2.870	22%	1.076	881	22%	537	425	26%	1.058	1.018	4%	363	275	32%	6.524	5.468	19%
Base de Anuidade Regulatória	379	232	63%	110	59	87%	62	45	39%	179	120	49%	77	101	(24%)	806	557	45%
Base de Remuneração Regulatória	3.488	2.784	25%	978	842	16%	498	390	28%	963	940	2%	300	194	55%	6.227	5.149	21%

8.1.2. Transmissão

Em 2025, o Capex das transmissoras foi de R\$ 3,3 bilhões, integralmente dedicado à construção final das linhas e subestações dos lotes.

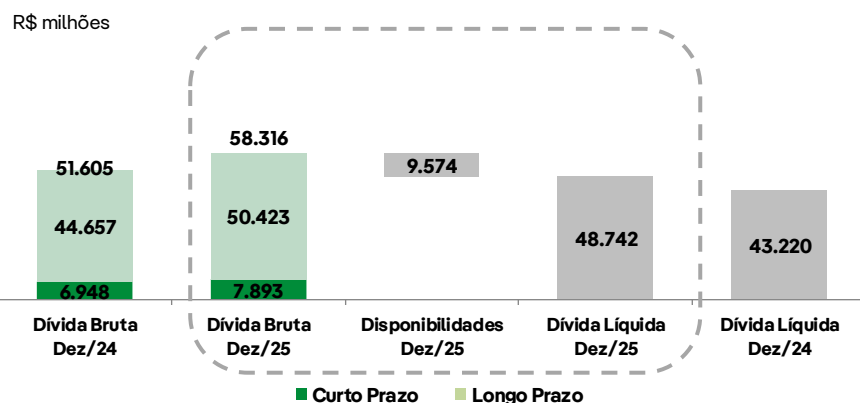
8.2. Geração e Clientes

Os investimentos realizados em Geração e Clientes somaram R\$ 289 milhões em 2025, destinados, principalmente, para manutenção dos parques eólicos e das hidrelétricas.

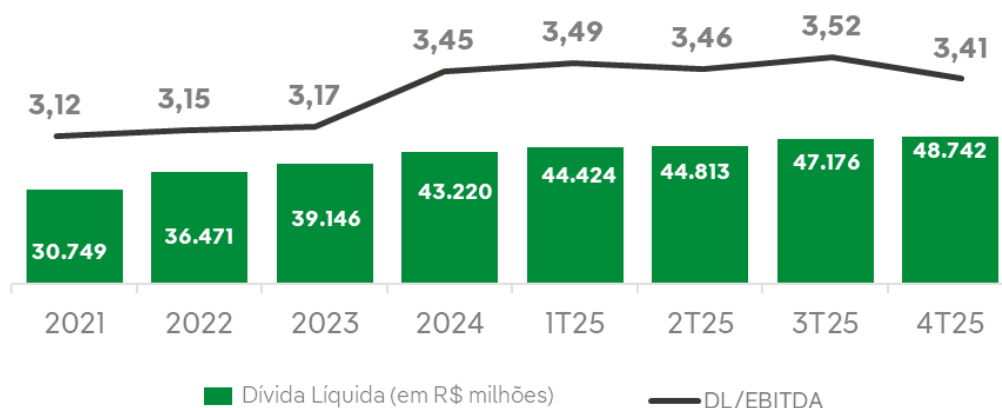
9. ENDIVIDAMENTO

9.1. Posição de Dívida e Alavancagem Financeira

Em dezembro de 2025, a dívida líquida do consolidado da Neoenergia, incluindo caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários atingiu R\$ 48.742 milhões (dívida bruta de R\$ 58.316 milhões), apresentando um crescimento de 13% (R\$ 5.523 milhões) em relação a dezembro de 2024, explicado principalmente pela execução de Capex dos projetos de redes. Em relação a segregação do saldo devedor, a Neoenergia possui 86% da dívida contabilizada no longo prazo e 14% no curto prazo.



O indicador financeiro Dívida total líquida/EBITDA passou de 3,45x em dezembro de 2024 para 3,41x em dezembro de 2025.



9.2. Cronograma de amortização das dívidas

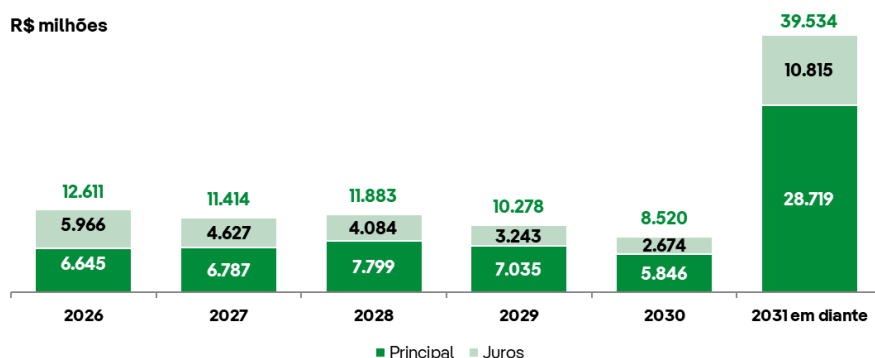
A Companhia busca alinhar a estrutura de sua dívida em consonância com o ciclo financeiro de seus negócios, observando as peculiaridades de cada empresa e as características de suas concessões e autorizações. Visando eficiência por meio da redução do custo da dívida e do alongamento de seu perfil de amortização, a Companhia executa uma gestão ativa de seus passivos financeiros de modo a evitar concentração dos vencimentos de dívida.

Os montantes vincendos nos próximos anos não apresentam concentração em nenhum período específico, estando consistentes com volumes vencidos nos últimos exercícios.

Em 2026, as maiores concentrações de pagamento de dívida são referentes a Neoenergia Coelba, no valor estimado de R\$ 2,1 bilhões, da Neoenergia Pernambuco, de R\$ 1 bilhão, da Neoenergia Elektro, de R\$ 920 milhões, e da Neoenergia Brasília, de R\$ 650 milhões. A soma dos vencimentos dessas distribuidoras equivale a 70% do volume consolidado a amortizar neste período.

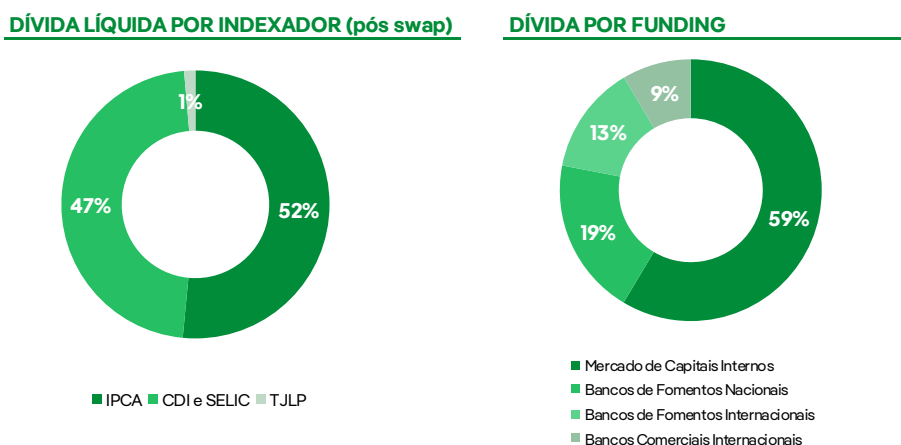
Em 2027, as maiores concentrações de pagamento de dívida são referentes a Neoenergia Coelba, no valor estimado de R\$ 1,9 bilhão, da Neoenergia Pernambuco, de R\$ 1,2 bilhão, da Neoenergia Elektro, de R\$ 1,1 bilhão, da Neoenergia Holding, de R\$ 851 milhões, da Neoenergia Cosern, de R\$ 609 milhões, e da Neoenergia Brasília, de R\$ 550 milhões. A soma dos vencimentos dessas empresas equivale a 92% do volume consolidado a amortizar neste período.

O prazo médio do endividamento da Neoenergia em dezembro de 2025 foi de 5,71 anos (vs. 6,30 anos em dezembro de 2024). 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 2025.



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 em dezembro de 2025 foi de 11,9% (vs. 10,8% em dezembro de 2024).



No 4T25 captamos um total de R\$ 5.103 milhões. Destacamos as seguintes linhas de desembolso de dívida:

- i. Liberação da 22ª Emissão de Debêntures da Neoenergia Coelba, no valor de R\$ 3.302 milhões e prazo de até 10 anos, e da 13ª Emissão de Debêntures da Neoenergia Cosern, de R\$ 700 milhões e prazo de 10 anos;
- ii. Desembolso de Eco Invest com o Bradesco (Debêntures Institucionais) para Neoenergia Elektro e para Neoenergia Coelba no montante de R\$ 500 milhões cada e prazo de 10 anos;

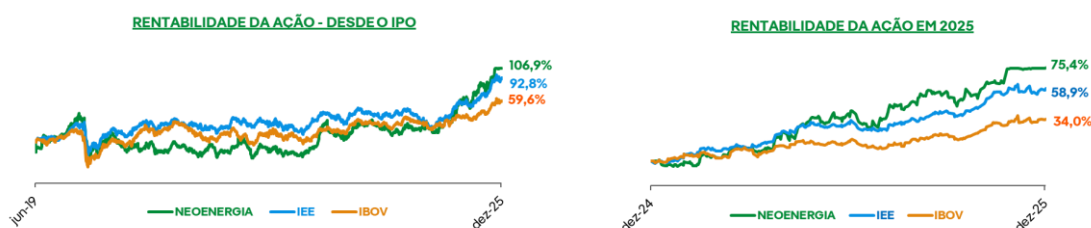
- iii. Liberação de financiamento do BNDES para Neoenergia Vale do Itajaí, no valor de R\$ 66 milhões e prazo de 24 anos, e para Neoenergia Guanabara, no valor de R\$ 35 milhões e prazo de 24 anos.

10. RATING

Em 25 de novembro de 2025, 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 2025, o valor de mercado da Companhia era de R\$39,30 bilhões com as ações (NEOE3) cotadas a R\$32,38. No ano de 2025, as ações apresentaram valorização de 75,4%, conforme demonstrado nos gráficos abaixo:



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

Mercado de capitais	IPO	4T25
Quantidade de ações (mil)	1.213.797.248	1.213.797.248
Valor da ação	15,65	32,38
Valor de mercado ¹ (R\$ milhões)	18.996	39.303

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

12. OUTROS TEMAS

12.1. Clientes Baixa Renda

	4T25						4T24					
Nº de Consumidores Residenciais (milhares)	Consolidado	Neoenergia Coelba	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Cosern	Neoenergia Eletro	Neoenergia Brasília	Consolidado	Neoenergia Coelba	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Cosern	Neoenergia Eletro	Neoenergia Brasília
Convencional	11.409	4.335	2.629	1.068	2.413	964	10.934	4.140	2.498	1.019	2.327	950
Baixa Renda	3.798	1.883	1.201	378	223	113	3.905	1.917	1.227	398	262	101
Total	15.206	6.218	3.830	1.446	2.636	1.076	14.838	6.056	3.725	1.417	2.589	1.051

12.2. Aumento de participação na UHE Corumbá

Em 3 de outubro de 2025 a Neoenergia Renováveis, subsidiária da Neoenergia, arrematou o lote D do Leilão Especial para alienação das ações de propriedade da CELGPAR, que compreende 37,5% do capital social total da ECIII, detentora de 40% do Consórcio Empreendedor Corumbá III, que opera a UHE Corumbá, com capacidade instalada de 96,5 MW, pelo valor de R\$ 92 milhões, sujeito à atualização pelo IPCA desde a data base de 31 de dezembro de 2023 até a data de liquidação do lote D do leilão, além de eventuais outros ajustes usuais para esse tipo de operação.

Em 30 de dezembro de 2025, a Companhia Energética de Brasília - CEB, que detém a participação remanescente na ECIII, exerceu seu direito de preferência para aquisição de 22,5% do capital social total da ECIII, pelo valor de R\$ 36,7 milhões, sujeito à mesma atualização descrita anteriormente.

Atualmente a Neoenergia Renováveis possui 70% de participação na UHE Corumbá (25% do capital social total da ECIII e de 60% do Consórcio Empreendedor Corumbá III), e, após o *closing* das operações, passará a deter 76% de participação na UHE Corumbá.

12.3. Venda da UHE Dardanelos

Em 21 de novembro de 2025 a Neoenergia anunciou a venda para a EDF Brasil Hidro Participações S.A. da totalidade das ações do capital social da Energética Águas da Pedra S.A. (EAPSA) que opera a Usina Hidrelétrica Dardanelos, situada no Estado do Mato Grosso e com capacidade instalada de 261 MW.

A transação tem um Enterprise Value de R\$ 2.515 milhões, dos quais R\$ 2.229 milhões correspondem ao Enterprise Value na data base de dezembro de 2024 (incluindo R\$ 67 milhões de earn-out), e R\$ 286 milhões a correção pela variação do CDI desde dezembro de 2024 até a data da assinatura. O preço está sujeito a correção do CDI até a data do *Closing* e demais ajustes usuais nesse tipo de transação.

Nesta mesma data, a Neoenergia celebrou com a EDF Brasil Holding S.A. o Acordo de Investimento, por meio do qual a Neoenergia realizará um aporte de R\$ 93,5 milhões na Hidro Participações para deter 25% do capital social dela, sendo que a EDF Brasil Holding deterá os 75% restantes do capital social após um aporte de R\$ 280,5 milhões. Dessa forma, a Neoenergia manterá uma participação indireta de 25% na EAPSA, único investimento da Hidro Participações. O restante dos recursos necessários para a aquisição da EAPSA pela Hidro Participações no âmbito do Contrato de Compra e Venda virá de financiamentos.

Em até 2,5 anos da conclusão da operação, a EDF Brasil Holding terá o direito de adquirir a totalidade das ações de emissão da Hidro Participações detidas pela Neoenergia, e a Neoenergia poderá alienar a totalidade de sua participação na Hidro Participações.

A conclusão da operação está sujeita a determinadas condições precedentes usuais a este tipo de transação, incluindo a aprovação pelo CADE, autoridades de defesa concorrencial com jurisdição sobre as partes, pela Aneel e pelos agentes financiadores da EAPSA.

12.4. Práticas de Gestão

12.4.1. Remuneração de Acionistas

A Neoenergia possui definido em seu Estatuto o pagamento de dividendo mínimo de 25% do lucro líquido, conforme Política de Distribuição de Dividendos, disponível no site da Companhia (<https://www.neoenergia.com/politicas-governanca-corporativa>).

Em 2025, a Companhia deliberou os seguintes proventos:

- (i) Dividendos de R\$ 424.940 mil, deliberados em Assembleia Geral Ordinária de 17/04/2025 e pagos em 19/12/2025;
- (ii) Juros sobre Capital Próprio de R\$ 264.000 mil, deliberados na Reunião do Conselho de Administração em 12/06/2025 e pagos em 19/12/2025;

- (iii) Dividendos Intermediários de R\$ 984.000 mil, deliberados na Reunião do Conselho de Administração em 11/12/2025 e com previsão de pagamento até fevereiro de 2026;
- (iv) Juros sobre Capital Próprio de R\$ 100.000 mil, deliberados na Reunião do Conselho de Administração em 11/12/2025 e com previsão de pagamento até dezembro de 2026.

A Companhia informa que a destinação completa dos resultados de 2025 será aprovada na Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em 2026.

12.4.2. Governança Corporativa

O Sistema de Governança e Sustentabilidade da Neoenergia reúne as políticas e os princípios que regem a organização, a operação e as relações das sociedades subsidiárias e da Neoenergia, atendendo os mais altos níveis de Governança Corporativa de empresas brasileiras, o que qualifica a Neoenergia para listagem de suas ações no Novo Mercado da B3.

O Sistema estabelece políticas, 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.

O Propósito e os Valores do Grupo Neoenergia, também reúne e referenda todos os elementos chaves do Sistema de Governança e Sustentabilidade, cujo desenvolvimento se atribui ao Conselho de Administração, sem prejuízo de outras competências.

Conselho de Administração

É composto por treze membros titulares e dez membros suplentes, com mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. Dentre os membros titulares, 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, no mínimo, 8 vezes ao ano para avaliar os desempenhos econômico, ambiental e social da Companhia. Os integrantes podem ainda se reunir extraordinariamente quando convocados pelo seu Presidente ou, na sua falta, pelo conselheiro eleito em sua substituição ou, ainda, por um terço dos conselheiros, em requerimento conjunto.

Conselho Fiscal

Com função independente, é composto por cinco membros titulares e cinco suplentes. Os membros são eleitos pela Assembleia Geral para mandatos de um ano. O Conselho Fiscal reúne-se ordinariamente para (i) opinar sobre o Relatório Anual da Administração e as respectivas demonstrações financeiras; e (ii) para analisar o balancete e demais demonstrações financeiras elaboradas trimestralmente pela Companhia, e extraordinariamente em caso de necessidade.

Diretoria Executiva

É responsável pela administração e gestão dos negócios da Companhia, sendo composta atualmente por oito 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 de Assessoramento

A Neoenergia possui cinco comitês de assessoramento ao Conselho de Administração: Auditoria, Financeiro, Remuneração e Sucessão, Partes Relacionadas e Sustentabilidade. Cada comitê é formado por cinco membros titulares e por até quatro membros suplentes, com exceção do Comitê de Partes Relacionadas, que é composto por três membros titulares, sendo obrigatoriamente dois independentes e um proveniente de mercado. Os integrantes dos comitês de Auditoria e de Remuneração e Sucessão são conselheiros de administração. Os Comitês Financeiro e de

Sustentabilidade poderão ter membros do Conselho de Administração ou pessoas por eles indicadas, que se reúnem de acordo com as pautas demandadas pelo Conselho. Membros independentes passaram a fazer parte dos comitês em 2019, conferindo maior transparência para seu funcionamento. Os comitês, dentro de seu escopo, são responsáveis por análises e recomendações de grande parte das decisões do Conselho.

Como parte integrante das práticas de Governança, o Grupo Neoenergia possui um modelo de Controles Internos que assegura a confiabilidade na geração e divulgação das informações financeiras e não financeiras. O modelo é suportado por uma ferramenta e pautado em dois grandes pilares: (i) identificação dos riscos e desenho / execução dos controles e (ii) certificação das informações.

A certificação financeira ocorre semestralmente para que os Executivos possam assegurar que as informações financeiras sob suas responsabilidades são fidedignas e os controles internos para suportá-las foram executados da forma adequada. No caso da certificação não financeira, os executivos atestam anualmente o ambiente de controles existentes para garantir a qualidade e integridade das informações dos indicadores reportados no Relatório de Sustentabilidade.

12.4.3. Gestão de Pessoas

A Neoenergia adota uma Política de Respeito dos Direitos Humanos e uma Política de Gestão Sustentável do Capital Humano e Prevenção do Assédio que orientam suas práticas para prevenir o assédio, promover um ambiente profissional diverso, inclusivo, respeitoso e livre de discriminação. Além de atrair, selecionar, gerir, promover e reter os melhores talentos, fomentar o desenvolvimento e a capacitação contínua das pessoas. Também incentivamos e reconhecemos o mérito e o desempenho com equidade, valorização do capital intelectual e promoção do equilíbrio entre a vida pessoal e profissional, impulsionando o desenvolvimento, a criatividade, a produtividade e a melhoria das experiências das pessoas.

Em 2025, além dos programas direcionados a talentos e sucessores, continuamos investindo na formação de 100% de nossos líderes e colaboradores, focando no fortalecimento da nossa Cultura e da Centralidade no Cliente, competência estratégica e prioritária para a Neoenergia. Seguimos realizando formações para reciclagem de competências e atualizações obrigatórias para todos os níveis.

Sobre o tema diversidade, em 2025, promovemos diversas ações com o público interno, destacando-se:

- Cartilha Informativa sobre Assédio no Ambiente de Trabalho: como parte dos nossos processos de Compliance, a cartilha foi divulgada nos canais internos de comunicação, treinamentos e eventos com objetivo de ajudar a identificar, prevenir e combater o assédio;
- Conteúdos de diversidade e inclusão: foram mais de 7 mil participações nos eventos de diversidade e inclusão, que incluíram antirracismo, violência contra a mulher, orgulho LGBT, luta da pessoa com deficiência e outros;
- Vilarejos Junt+s: rodas de conversa conduzidas por colaboradores para pequenos grupos. Os encontros são um ambiente seguro de acolhimento. LGTBfobia no ambiente de trabalho, maternidade, paternidade, autoestima e pessoas negras, segurança psicológica de pessoas LGBT, são alguns dos temas tratados;
- Potencialize: segunda edição do programa de desenvolvimento exclusivo para pessoas negras, desta vez com 58 participantes;
- Compromissos públicos: este ano firmamos parceria com o Fórum de empresas LGBTI;
- Programa de acolhimento de colaboradoras em situação de violência contra a mulher: iniciativa oferece suportes como acompanhamento jurídico, psicológico, financeiro além de outras medidas;

- Letramento racial e outras diversidades: Trilha de formação para os times de RH e Marketing contribuindo para o posicionamento estratégico e sustentável da empresa com os públicos internos e externos.

Mantendo nosso alinhamento com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), mantivemos a Escola de Eletricistas, que é uma iniciativa que visa criar oportunidades de capacitação profissional gratuita e apoiar a entrada no mercado de trabalho para moradores das áreas de atuação das distribuidoras de energia da companhia, com foco na participação de mulheres, buscando a equidade de gênero no setor, uma vez que mais de 80% dos formados são contratados pela Neoenergia.

A Escola é reconhecida como exemplo global de um dos Princípios de Empoderamento das Mulheres (WEPs) pelo WeEmpower, programa da ONU Mulheres, da Organização Internacional do Trabalho (OIT), pela União Europeia por estimular boas práticas das empresas, foi citada no fórum econômico mundial por possuir prática inovadora que impulsiona o ESG globalmente e foi selecionada pela universidade de Harvard para ser estudado o impacto desse projeto na sociedade e na operação. Finalizamos o ano com as mulheres ocupando mais de 11% do nosso quadro de eletricitas, confirmando nossa crença na igualdade de gênero e nosso compromisso em alcançar mais de 12% até 2030.

Em 2025, a Neoenergia alcançou marcos relevantes em suas iniciativas de voluntariado, refletindo seu compromisso contínuo com a responsabilidade social e os ODS. No ano, foram registradas 4.883 participações, superando as projeções mapeadas na nossa meta ESG de voluntariado, que prevê 3.700 participações em 2025 e 4.700 em 2030.

Algumas ações de 2025 que foram destaques:

- Inspire Meninas a Sonhar: Colaboradoras engenheiras ou mulheres formadas em profissões de exatas, receberam na empresa **213 meninas** em idade escolar para conhecer o dia a dia dessas mulheres, rotina, os temas abordados para que elas vejam que é possível atuar em áreas de exatas;
- Operação Quilo: Recolheu **44,6** toneladas de alimentos em 2025, distribuídas a **132** instituições filantrópicas, beneficiando **12.386** pessoas;
- Campanha de doação de roupas: Arrecadadas **24.281** mil peças, beneficiando **10.046** mil pessoas;
- Gincana da Solidariedade: Arrecadou **54.360** mil itens de higiene pessoal.
- Semana Internacional de Voluntariado: Iniciativa global promovida pela Iberdrola, registrou **6.122** mil horas de voluntariado no Brasil e **33.086** beneficiados. As ações incluíram mutirão de doações de sangue, esporte solidário, momento cultural com idosos e educação para crianças, entre outros.
- Árvore da Solidariedade: Tradicional ação natalina realizada em seis estados, beneficiando **2.198** crianças, jovens e idosos em 2025.

Como compromisso com a equidade, detalhamos a quantidade e proporção de mulheres entre nossos colaboradores e órgãos da Administração ao final de 2025, além da remuneração segregada por gênero:

Nº Colaboradores	Mulheres	Homens	Total	% Mulheres
Liderança	413	738	1.151	35,9%
Não Liderança	2.950	11.424	14.374	20,5%
Total	3.363	12.162	15.525	21,7%

Órgão da Administração	Mulheres	Homens	Total	% Mulheres
Diretoria	2	6	8	25,0%
Conselho de Administração - Efetivos	2	11	13	15,4%
Conselho de Administração - Suplentes	1	9	10	10,0%
Conselho Fiscal - Efetivos	0	5	5	0,0%
Conselho Fiscal - Suplentes	2	3	5	40,0%

Remuneração média anual (R\$) ¹	Mulheres	Homens
Liderança	335.024	367.730
Não Liderança	89.866	90.205

¹ Considera média anual de remuneração fixa e variável. Não são considerados eletricitistas.

13. SUSTENTABILIDADE, INOVAÇÃO E RESPONSABILIDADE CORPORATIVA

13.1. ESG

Às vésperas da COP30, a Neoenergia lançou o projeto da construção da Usina Solar Noronha Verde, um investimento de R\$ 350 milhões que permitirá a descarbonização da matriz elétrica de Fernando de Noronha. O projeto inclui mais de 30 mil painéis solares e um sistema de baterias de grande capacidade para reduzir a dependência de combustíveis fósseis. No mesmo evento, a empresa entregou a primeira usina solar flutuante do arquipélago, instalada no Açude do Xaréu, que vai atender 30% do consumo da ilha e evitar 717 toneladas de CO₂ por ano, e reforçando o compromisso da Neoenergia com a aceleração da transição energética e com a adoção de tecnologias de baixo carbono em territórios de alta relevância ambiental.

Durante a COP30, a Neoenergia teve suas metas de redução de emissões validadas pelo SBTi, assumindo compromisso de zerar emissões líquidas até 2039. O reconhecimento reforça o protagonismo da empresa na transição energética e contribui para indicadores vinculados ao financiamento da IFC. As metas aprovadas incluem fortes reduções nos Escopos 1, 2 e 3 — com cortes de até 90% nas emissões indiretas até 2039 — alinhando a Companhia ao Acordo de Paris e à ciência climática.

Outro destaque durante a COP 30, foi a iniciativa da Iberdrola e Neoenergia, que levou jovens do PerifaConnection e Observatório das Baixadas ao evento para discutir oportunidades de emprego na economia verde e como a transição energética pode abrir novas carreiras, além dos desafios para aproveitá-las.

A Neoenergia reforça seu compromisso com a transição energética ao integrar a Coalizão do Setor Elétrico, iniciativa que reuniu empresas e associações para propor medidas voltadas à transição energética e à descarbonização, incluindo recomendações para a COP30 sobre matriz renovável, redução de emissões e investimentos em infraestrutura. A Neoenergia contribuiu com estudos técnicos, apoio ao relatório coordenado pelo CEBDS e PSR, lançado em evento Coalizões Temáticas rumo à COP30, que ocorreu em outubro, em Brasília.

A Companhia também firmou uma parceria com a Honda para desenvolver soluções de hidrogênio verde aplicadas à mobilidade no Brasil. A cooperação será baseada no primeiro posto de abastecimento de hidrogênio verde da Neoenergia, em Brasília, projeto de P&D da Aneel com investimento acima de R\$ 30 milhões. O objetivo é acelerar a descarbonização do setor automotivo e avançar rumo à neutralidade de carbono até 2050, meta compartilhada pelas duas empresas.

Por fim, a Companhia também recebeu um empréstimo de 300 milhões de euros da EIB Global para modernizar e expandir a rede da Neoenergia Coelba. Os recursos serão usados para ampliar ligações, automatizar sistemas e levar energia limpa a mais comunidades, especialmente de baixa renda. O acordo foi celebrado durante a COP30 e está alinhado ao Pacto Ecológico UE–Brasil, à estratégia Global Gateway e às metas climáticas do Acordo de Paris. Segundo o BEI e a Neoenergia, o projeto fortalecerá a infraestrutura elétrica do estado e facilitará o acesso seguro e eficiente às energias renováveis.

A apuração do resultado das metas de ESG de 2025 serão divulgadas no relatório de sustentabilidade.

13.2. Inovação

A inovação é a principal estratégia para garantir nossos avanços em sustentabilidade, eficiência e competitividade, sendo esse um processo descentralizado e aberto que se integra a todos os nossos Negócios. Esse esforço é potencializado pela diversidade dos nossos colaboradores e garantido pela ambidestria organizacional, que permite o equilíbrio entre atividades rotineiras e iniciativas inovadoras. A partir da estratégia *first to market* (primeiro a chegar ao mercado), exploramos tecnologias emergentes, em consonância com os nossos compromissos de sustentabilidade.

Nossos esforços de inovação estão estruturados em cinco eixos principais:

- **Tecnologias Disruptivas** – Foco no desenvolvimento de novos modelos de negócios e soluções mais eficientes e sustentáveis que otimizem as operações.
- **Novos Produtos e Serviços** – Criação de ofertas personalizadas que atendam às necessidades dos clientes.
- **Digitalização e Automação** – Uso de tecnologias como Internet das Coisas (IoT), inteligência artificial e big data (análise e interpretação de grandes volumes de dados) e machine learning (aprendizado de máquina) para integrar e otimizar processos.
- **Inovação Colaborativa** – Parcerias com startups, universidades e fornecedores para o desenvolvimento de novos modelos de negócios e para impulsionar inovações incrementais e disruptivas.
- **Cultura de Inovação** – Fomento a um ambiente que valoriza talentos e práticas inovadoras.

A governança da inovação é reforçada pela plataforma colaborativa Go In, que promove a geração de soluções. Em 2025, a terceira edição do Programa Inovamos resultou em mais de 1.900 ideias, um aumento de 108% em relação a 2024.

Em 2025, destinamos R\$ 468,4 milhões em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PDI, um aumento de 27,5% em relação ao ano anterior. O valor inclui R\$ 168,9 milhões destinados ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico e outras regulamentações.

Nos últimos três anos, os projetos regulados pela Aneel envolveram mais de 1,2 mil pesquisadores e cerca de 44 parceiros tecnológicos.

O detalhamento dos projetos de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação pode ser encontrado em página de PDI (<https://www.neoenergia.com/pesquisa-desenvolvimento-inovacao>).

13.3. Educação e Cultura

Através do Programa Energizar, seguimos com os cursos focados nos pilares do Índice de Desenvolvimento Humano (IDH): saúde, educação e renda em parceria com a Rede Muda Mundo. No ano, disponibilizamos cursos de saúde física, danças, alfabetização de adultos, reforço escolar, libras, culinária, gastronomia, dentre outros. A novidade em 2025 foi que o programa passou a contar com núcleos de produção nos quais algumas das mulheres formadas nos cursos de

renda poderão trabalhar na confecção de seus produtos para venda. Além do espaço, também foi disponibilizado maquinário e capital de giro necessários para iniciar essa produção. Com isso, fortalecemos cada vez mais o empoderamento feminino.

A Neoenergia também atua em diversos projetos com comunidades tradicionais, quilombolas e indígenas, e projetos de educação ambiental nas áreas de atuação de seus negócios de geração, transmissão e distribuição.

Um destaque é o Festival Kizomba integrante do Programa Básico Ambiental Quilombola (PBAQ) da Comunidade Quilombola Sumidouro, localizada na área de concessão do Complexo Eólico Oitis. O festival é uma celebração regional que visa fortalecer a identidade e o patrimônio cultural (música e dança), promovendo a preservação e a continuidade de suas tradições. O festival é patrocinado pela Neoenergia desde 2024 e, desde então, também fortaleceu o relacionamento da comunidade com a Neoenergia. Com o patrocínio, doamos à comunidade sanfonas, instrumentos musicais tradicionais amplamente utilizados nas festividades locais.

Na esfera cultural, as principais iniciativas da companhia foram conduzidas pelo Instituto Neoenergia, como:

- Programa de Editais Transformando Energia em Cultura, se consolidando como um dos maiores editais de cultura do Brasil, por meio da utilização de leis estaduais e federal, abrangendo Rio Grande do Norte, Bahia, São Paulo/Mato Grosso do Sul, Pernambuco e Distrito Federal, dirigido para iniciativas voltadas à valorização da rica diversidade cultural brasileira.
- 5ª edição do Prêmio Inspirar, que pela primeira vez teve foco exclusivo em lideranças femininas negras. A iniciativa superou os resultados das edições anteriores, alcançando quase 58 mil votos e registrando aumento de 58% nas inscrições. Com sua potência transformadora, o prêmio engajou comunidades e contribuiu para fortalecer vozes que ecoam nos territórios, promovendo impacto social e transformação de realidades. A edição de 2025 foi realizada com recursos da Lei Federal de Incentivo à Cultura.
- Caravana Energia da Cultura que consiste em uma série de encontros presenciais de formação com aplicabilidade prática, com o objetivo de aprimorar técnicas e boas práticas na área da cultura, em Mossoró (RN), Feira de Santana (BA), Brasília (Distrito Federal) e Araras (SP), além de oferecer mentorias online para esses líderes, promovendo o intercâmbio entre gestores socioculturais e a formação de uma rede ativa.

Conectar Cultural é uma iniciativa realizada por meio da Lei Federal de Incentivo à Cultura (Lei Rouanet), a fim de preservar, fortalecer e difundir o patrimônio cultural imaterial do Recôncavo Baiano, contando também com a participação do meio acadêmico.

13.4. Instituto Neoenergia

O Instituto Neoenergia integra o Investimento Social Privado da companhia e promove ações que fomentam a transformação das pessoas e do planeta nas regiões onde a Neoenergia opera seus negócios. Por meio do desenvolvimento de programas e projetos próprios, além do apoio a iniciativas com uso de leis de incentivo, o Instituto contribui com o desenvolvimento sustentável no Brasil, enfrentando desafios relacionados às questões econômicas, sociais e ambientais. O trabalho é desenvolvido com foco na redução das desigualdades e da melhoria da qualidade de vida das pessoas em situação de vulnerabilidade, assim como no combate às mudanças climáticas e pela conservação da biodiversidade, por meio de cinco pilares: Formação e Pesquisa, Biodiversidade e Mudanças Climáticas, Arte e Cultura, Ação Social e Colaboração Institucional.

2025 representou um período de crescimento significativo para a organização. O Instituto desenvolveu e apoiou 17 programas e projetos sociais de impacto destacados em seu plano de atuação, com recursos próprios e incentivados. Dentre estes, podemos destacar o Transformando Energia em Cultura, Jogando Juntas e o inédito Ilumina Social, integrados por meio de uma Chamada de Editais bianual. O Instituto apoiou 94 novos projetos realizados com leis de incentivo estaduais e federais e acompanhou 67 iniciativas em execução por meio dos Núcleos de Acompanhamento de Projeto (NAPs) Cultura, Social e Esporte. Houve o crescimento de 46% em investimento em projetos com recursos incentivados em relação a 2024, utilizando doze leis de incentivo. A ampliação do escopo para contemplar as leis sociais federais e as novas leis de esporte estaduais resultou em um incremento relevante na atuação institucional, possibilitando maior alcance em regiões periféricas e fora dos grandes centros urbanos, promovendo a descentralização de recursos e fortalecendo o compromisso com a inclusão social e o desenvolvimento sustentável.

Já com recursos próprios, em 2025 o Pontes para Educação reforçou seu compromisso com a educação pública, alcançando 317 escolas e mais de 78 mil pessoas. Com fóruns, seminários e 375 horas formativas, promoveu práticas inovadoras, protagonismo feminino e interiorização, transformando cada conexão em um propósito compartilhado.

Ainda em 2025, o projeto Flyways Brasil, que tem como missão contribuir com a conservação das aves limícolas (que vivem em áreas úmidas, como estuários e lagoas) e seus habitats, na região da Bacia Potiguar/RN, celebrou 10 anos de atuação. Ao longo do ano, foram realizadas 23 ações (workshops, treinamentos e voluntariado), a iniciativa protegeu 8.500 hectares, monitorou 6.056 aves de 18 espécies, incluindo quatro ameaçadas, e adaptou censos para três habitats principais. Além disso, beneficiou 902 pessoas diretamente, conectando saber técnico e tradicional por meio de cartografia social e educação ambiental.

O Observatório das Baixadas consolidou-se como referência na produção de conhecimento e inovação social. Com 16 pesquisas publicadas, quatro tecnologias desenvolvidas e presença ativa na COP30, promoveu autonomia, engajamento comunitário e diálogo técnico, conectando ciência, saber ancestral e justiça climática.

Outro marco do Instituto Neoenergia em 2025, foi a oitava edição do Programa de Iluminação Cultural, contemplando o Museu Histórico Lauro da Escóssia em Mossoró (RN) com a realização da ação de educação patrimonial nas escolas municipais e impactando mais de 240 adolescentes, além da intervenção cultural no dia da inauguração da nova iluminação, que destaca os elementos arquitetônicos desse importante patrimônio da cidade.

Ao longo de 2025, 37 líderes voluntários da Neoenergia dedicaram um total de 351 horas ao Programa de Aceleração Social Impacto ODS. A participação ativa desses líderes demonstra engajamento com iniciativas que promovem impacto positivo na comunidade e alinhamento com a estratégia de sustentabilidade da companhia.

13.5. Eficiência Energética

O Programa de Eficiência Energética (PEE) do Grupo Neoenergia tem como foco promover o uso eficiente da energia elétrica conforme determina a legislação específica, em particular a Lei 9.991 de 24 de julho de 2000. O investimento total do PEE em 2025 nas cinco distribuidoras foi cerca de R\$ 113 milhões.

Entre as ações que merecem destaque em 2025 estão:

- a. Projetos com ação em comunidades populares com troca de mais de 348 mil lâmpadas por LED para consumidores residenciais baixa renda das 5 distribuidoras, troca de mais de 600 refrigeradores em residências de baixa renda na Bahia e em São Paulo, mais de 50 mil lâmpadas em mais de 800 instituições públicas ou filantrópicas das comunidades da Bahia, além da instalação de 6 sistemas solares fotovoltaico totalizando 10,73 kWp instalado em residências de Santa Rita do Passa Quatro em São Paulo.

- b. Projeto Vale Luz, que troca resíduos sólidos por desconto na conta de energia, sendo recicladas mais de 2,5 mil toneladas de resíduos com desconto de quase R\$ 1,6 milhão na conta de energia elétrica de cerca de 15 mil consumidores nas 5 distribuidoras.
- c. Projetos Educativos, prioritariamente em escolas públicas, capacitando mais de 13 mil professores e mais de 240 mil alunos das áreas de concessão das distribuidoras sobre o tema de uso eficiente da energia elétrica, além de mais 60 mil pessoas de público avulso visitando o Museu e Centros de Visitação do Aulas de Energia e unidades móveis educativas em eventos públicos.
- d. Projetos de Eficientização de 148 prédios públicos e assistenciais na área de concessão das distribuidoras, sendo beneficiadas 33 unidades na Bahia, 24 unidades em Pernambuco, 12 unidades no Rio Grande do Norte, 34 unidades em São Paulo e 45 unidades em Brasília, totalizando mais de 65 mil lâmpadas substituídas, instalação de 55 sistemas solares fotovoltaicos, totalizando 5,9 MWp, e instalação de 2 sistemas de armazenamento de energia em hospitais de Salvador e Recife.
- e. Projetos de Eficientização de Iluminação Pública em 43 municípios das áreas de concessão das 5 distribuidoras, com a substituição de mais de 19 mil pontos de IP por tecnologia LED.
- f. Projeto de Eficientização de Empresas de Serviços Públicos em 87 unidades com a substituição de 3 conjuntos motor-bomba, troca de 17 mil lâmpadas por LED e instalação de uma usina solar fotovoltaica flutuante no Açude do Xaréu em Fernando de Noronha, totalizando 622,25 kWp, em parceria com a Compesa.

13.6. Pesquisa e Desenvolvimento

Quatro temas estratégicos norteiam o Programa de PDI da Neoenergia: Tecnologias Inteligentes, Eficiência Operacional, Segurança e Sustentabilidade, tendo como objetivo viabilizar o desenvolvimento de tecnologias inovadoras que tragam impactos positivos para os negócios, meio ambiente e para os clientes.

Em 2025, foram investidos R\$ 225,52 milhões no Programa de PDI Neoenergia ANEEL, sendo R\$ 56,64 milhões para projetos de PDI das empresas, R\$ 95,00 milhões destinados ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), R\$ 47,09 milhões ao Ministério de Minas e Energia (MME) e R\$ 26,79 milhões destinados à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

Seguem alguns destaques do Programa de PDI da Neoenergia, regulado pela ANEEL, no ano de 2025:

No âmbito de Tecnologias Inteligentes, o Programa de PDI da Neoenergia, investe no desenvolvimento de soluções que melhoram a qualidade do fornecimento de energia, reduzem as perdas e prepara as distribuidoras para enfrentar os desafios relacionados à transição energética, em que se verifica um aumento da inserção dos recursos energéticos distribuídos, como geração fotovoltaica e veículos elétricos.

Nesse sentido, destacam-se os projetos de desenvolvimento de tecnologia nacional de redes inteligentes, que deram origem à família de produtos GODEL. Este Programa Estruturante inseriu novas soluções tecnológicas aos processos dos negócios das empresas do setor elétrico, tendo como exemplo, o GODEL CONECTA. Esse sistema possibilita que os clientes verifiquem a capacidade do sistema elétrico de média e baixa tensão para conexão da geração distribuída e de novas cargas, indicando de forma imediata a necessidade ou não de obras de reforço na rede. Em 2025 esse produto foi destaque nas vendas para as demais empresas do setor elétrico. Atualmente essa tecnologia está em utilização em 10 distribuidoras do Brasil, além das distribuidoras da Neoenergia.

Na vertente da Eficiência Operacional, destacamos os projetos de PDI que aprimoram os serviços de energia elétrica da Neoenergia para atendimento aos clientes. Um grande destaque é o Projeto GODEL PQA-900 que consiste em um equipamento inovador para registro contínuo de parâmetros da qualidade da energia. Além de atender a todos os

requisitos dos Procedimentos de Distribuição e normas internacionais, este equipamento se diferencia dos concorrentes por possuir capacidade para registros de formas de onda contínua, sem perda de informação. Assim, as análises técnicas passam a ser mais assertivas e possibilitam o fornecimento de respostas mais completas aos clientes, consumidores e geradores, sobre a qualidade do fornecimento de energia.

Ainda na vertente da Eficiência Operacional, destacam-se os projetos de PDI ANEEL:

- Reator de Núcleo Saturado, que tem como objetivo a regulação dinâmica de tensão em redes de distribuição de energia elétrica de média tensão, para cumprimento dos padrões e fornecimento de energia elétrica, estabelecidos pela Agência Reguladora. No ano de 2025, foram instalados os 4 primeiros equipamentos na rede de distribuição da Neoenergia Coelba;
- Aplicação combinada de capacitor série e reator de núcleo saturado para mitigação do colapso de tensão em redes com alta penetração de geração distribuída, com o objetivo de desenvolver e aplicar novas tecnologias para possibilitar às distribuidoras realizar ações mais rápidas;
- Previsão Climática, algoritmo e aplicativo computacional para previsão da evolução da temperatura do ar e da sensação térmica, objetivando projeções mais assertivas do mercado de energia das distribuidoras;
- Torre de Emergência Móvel para reposição emergencial de estruturas em 69kV e/ou 138kV (suspensão e/ou ancoragem) e inclui o desenvolvimento de âncoras nacionais removíveis;
- Tirantes, modelos pilotos de novas fundações de Linhas de Transmissão, de 88 kV até 500 kV. Esta tecnologia foi aplicada nas construções de lotes de linhas de transmissão da Neoenergia em 2025;
- Otimização de obras, solução baseada em algoritmos de otimização para planejamento e roteirização de carteira de obras de distribuição;
- Sistema de Inteligência Analítica do Setor Elétrico – SIASE-T, portal de informações do segmento de transmissão de energia elétrica, com o objetivo de reestruturar e integrar as bases de dados utilizadas no setor elétrico de MME, EPE, ONS e ANEEL;
- Melhores Práticas para o Segmento de Distribuição em Face de Eventos Climáticos Extremos, incluindo indicadores de resiliência, ações preventivas, recomendações regulatórias, guia de compartilhamento de equipes e uso de tecnologias para monitoramento climático;
- SPIN, plataforma com inteligência artificial para auxiliar na tomada de decisão, correlacionando dados da rede elétrica com variáveis climáticas. A solução oferece uma análise criteriosa de vulnerabilidade dinâmica por região, com 8 horas de antecedência (*nowcasting*).

Na vertente de Segurança, o projeto Sensor de Proximidade consiste em um equipamento eletrônico capaz de processar informações provenientes de diversos sensores instalados no cesto aéreo dos caminhões de linha viva, tais como sensores de campo elétrico, ultrassom, corrente de fuga e “Lidar”, objetivando a mitigação de acidentes elétricos com equipes de campo, causados principalmente por aproximação às fases em trabalhos realizados com linha viva em redes de 69 kV.

O projeto Smart Safety Eye consiste em um sistema com inteligência artificial para a identificação de ações inadequadas pelas equipes de campo.

Na vertente de Sustentabilidade, destaca-se o projeto Corredor Verde, que implementou ampla infraestrutura de recarga de veículos elétricos na região nordeste com 17 estações de recarga instaladas, estabelecendo o primeiro corredor elétrico com 1.200 km de extensão entre Salvador (BA) e Natal (RN). Essa infraestrutura de eletropostos



viabilizou a cobrança do serviço de recarga de veículos elétricos, de forma pioneira no Brasil. A infraestrutura do Corredor Verde está em operação desde 2022, sendo amplamente utilizada, registrando mais de 9 mil usuários e 57 mil recargas realizadas. Esse volume de utilização tem gerado receitas para a Neoenergia e consolidado a relevância dessa infraestrutura, que se mantém plenamente operacional e impulsiona a expansão da mobilidade elétrica na região.

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 2025:

	<p>Conquistamos o quarto lugar no ranking geral da 20ª carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial da B3 (ISE B3), que reúne empresas com as melhores práticas em aspectos socioambientais e de governança. No setor elétrico, detemos a liderança.</p>
	<p>Integramos o IDiversa, índice da bolsa brasileira que reúne 83 empresas que se destacam em diversidade.</p>
	<p>Integraremos a carteira 2026 do Índice Carbono Eficiente (ICO2), da B3, que reúne ações de 65 empresas com menores coeficientes de emissões de gases de efeito estufa, pela adoção de práticas de gestão e publicação de inventário de emissões.</p>
	<p>Por dois anos consecutivos, a Neoenergia é certificada como uma das melhores empresas para se trabalhar no ranking nacional do Great Place to Work. O GPTW é conhecido globalmente pela avaliação do nível de satisfação do ambiente de trabalho entre funcionários.</p>
	<p>A Neoenergia conquistou oito troféus no Prêmio Abradee 2025. A Neoenergia Cosern foi reconhecida como a melhor distribuidora do Brasil e como a melhor do Nordeste. A Neoenergia Elektro ganhou como a melhor concessionária do Sudeste. A Neoenergia Brasília garantiu o primeiro lugar na categoria Evolução do Desempenho.</p>
	<p>A Neoenergia é destaque no Ranking Valor 1000, publicação do Valor Econômico em parceria com a FGV e a Serasa Experian. Este é o segundo ano consecutivo que a Neoenergia é mantida como líder do setor elétrico no ranking das maiores empresas do Brasil.</p>
	<p>A Neoenergia conquistou, pela segunda vez consecutiva, a certificação Top Employer 2026. A empresa foi reconhecida internacionalmente pela excelência de suas práticas de gestão de pessoas e por sua contribuição para o desenvolvimento pessoal e profissional de seus colaboradores.</p>

	<p>A Neoenergia foi reconhecida no Prêmio Consumidor Moderno de Excelência em Serviços ao Cliente 2025, na categoria Energia Elétrica, pelo compromisso com uma jornada de atendimento omnicanal cada vez mais acessível, integrada e acolhedora. A premiação, organizada pelo CX Brain, avalia as empresas em dimensões estratégicas como tecnologia, gestão, inovação e experiência do cliente.</p>
	<p>A Neoenergia conquistou o Prêmio Conarec 2025, na categoria Energia e Utilities, o mais importante reconhecimento do mercado brasileiro de Customer Experience. A premiação valoriza empresas que se destacam em inovação, tecnologia e atendimento centrado no cliente.</p>
	<p>A Neoenergia está presente no ranking Melhores e Maiores da Revista Exame, tradicional premiação de economia e negócios do Brasil. Realizada desde 1974, a iniciativa analisa e reconhece empresas de capital aberto ou com dados públicos.</p>
	<p>A Neoenergia conquistou o Prêmio Latam 2025 com a iniciativa Voz do Cliente 360°, uma abordagem integrada para aprimorar a experiência dos consumidores com a marca. O projeto visa liderar uma mudança na área de experiência do cliente, impulsionada por Inteligência Artificial (IA) Generativa. O Prêmio LATAM reconhece a excelência em diversas áreas, incluindo experiência do cliente, inovação, e sustentabilidade.</p>
	<p>A Neoenergia foi duplamente reconhecida no Prêmio SMART 2025. A empresa levou Ouro com o case “Antecipar o Motivo de Contato” - que modificou a experiência no Call Center, aumentando a eficácia e a satisfação do atendimento - e Prata com o case “Nosso Jeito Neoenergia”, uma jornada de transformação construída por colaboradores e líderes, que definiu seis pilares estratégicos para guiar a companhia.</p>
	<p>A Escola de Eletricistas Neoenergia foi reconhecida como um exemplo global de “Diversidade, Equidade e Inclusão” pelo Fórum Econômico Mundial pela criação de turmas exclusivas para mulheres no Brasil. A iniciativa é referência em inclusão feminina no setor elétrico e já formou mais de 1.000 mulheres no país.</p>
	<p>O Programa Potencialize foi reconhecido no Pacto Global Rede Brasil como uma boa prática pela igualdade de oportunidades. Escolhido no âmbito do Movimento Raça é Prioridade, o programa oferece aos colaboradores pretos e pardos um impulso para sua carreira.</p>
	<p>Fomos reconhecidos como a terceira empresa mais inovadora no setor de energia e 50ª no ranking geral no Prêmio Valor Inovação, realizado pelo jornal Valor Econômico, em parceria com a Strategy&, consultoria estratégica da PwC, que traz o ranking das 150 companhias que mais se destacaram no ano.</p>
	<p>Nosso desempenho nos manteve globalmente entre as empresas líderes em sustentabilidade pelo sétimo ano consecutivo no ranking elaborado pela S&P, reafirmando nosso compromisso com a transparência e com práticas ambientais, sociais e de governança de excelência.</p>

 FTSE4Good	Pelo sétimo ano consecutivo, integramos um dos mais prestigiados índices internacionais de sustentabilidade, o FTSE4Good Index Series, avaliado pela Financial Times Stock Exchange (FTSE) Russell, divisão da Bolsa de Valores de Londres.
 DISCLOSURE INSIGHT ACTION	Somos uma Empresa "A List" nos cadernos de Clima e Segurança Hídrica. Pelo segundo ano consecutivo em Clima e, pela primeira vez, em Segurança Hídrica.

15. AUDITORES INDEPENDENTES

Em conformidade com a Instrução CVM nº 162, de 14 de julho de 2022, a Companhia declara que mantém contrato com a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda. ("Deloitte"), com vigência até a data base de 31/12/2026.

Em 2025, a Deloitte prestou serviços de auditoria pelo montante R\$ 7.978.177,25, dos quais R\$ 6.661.498,44 referem-se à auditoria das demonstrações financeiras (incluindo revisões trimestrais) e R\$ 1.316.678,81 referem-se a outros serviços relacionados à auditoria, tais como revisão da tradução dos demonstrativos para inglês, relatório de asseguração limitada sobre Covenants, revisão das projeções dos fluxos de caixa para fins de pagamento de dividendos, auditoria de demonstrações regulatórias e procedimentos previamente acordados sobre relatório controle patrimonial, relatório de asseguração limitada do Relatório Anual de Sustentabilidade e Relatório Integrado e relatório de asseguração razoável sobre a compilação de informações financeiras Pro Forma. 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

Nosso desempenho em aspectos ambientais, sociais, econômicos e de governança é relatado anualmente desde 2004. Em 2010, passamos a seguir as normas da Global Reporting Initiative (GRI) e, a partir de 2020, incorporamos os padrões do Sustainability Accounting Standards Board (SASB) e as recomendações do Dow Jones Sustainability Index (DJSI). Em 2021, incluímos as diretrizes da Task Force on Climate-Related Financial Disclosure (TCFD), cujas recomendações foram integradas aos padrões do International Sustainability Standards Board (ISSB) em 2023. Essas normas serão obrigatórias no Brasil para empresas de capital aberto para os relatórios referentes ao ano de 2026, em atendimento à Resolução 193 da Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

O Relatório de Sustentabilidade da empresa é divulgado no site da companhia (www.neoenergia.com) e o documento referente ao ano de 2025 será publicado até 30 de abril de 2026.

17. NOTA DE CONCILIAÇÃO

A Neoenergia apresenta os resultados do 4T25 e 2025 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 intermediárias (International Financial Reporting Standards – IFRS).

17.1. Conciliação Resultado Gerencial

Memória de Cálculo (CONSOLIDADO)	Ano atual		Ano anterior		Correspondência nas Notas Explicativas
	4T25	2025	4T24	2024	
(+) Receita líquida	14.007	52.633	13.630	48.993	Demonstrações de resultado
(-) Valor de reposição estimado da concessão	(214)	(1.596)	(582)	(1.504)	Nota 5
(-) Outras receitas	(285)	(1.038)	(250)	(974)	Nota 5
(+) Ganho/perda na RAP	(2)	39	(6)	(18)	Nota 5.4
(+) Penalidades contratuais e regulatórias	(8)	(86)	0	0	Nota 5.4
(+) Receita de operação e manutenção	45	176	37	156	Nota 5.4
(+) Operações fotovoltaicas	0	0	2	3	Nota 5.4
(+) Outras receitas - Outras receitas	6	12	13	24	Nota 5.4
= RECEITA Operacional Líquida	13.549	50.140	12.844	46.680	
(+) Custos com energia elétrica	(6.266)	(22.691)	(5.778)	(20.800)	Demonstrações de resultado
(+) Combustível para produção de energia	(37)	(119)	(38)	(219)	Nota 8
(+) Custos de construção	(2.388)	(9.936)	(2.888)	(9.538)	Demonstrações de resultado
(+) Operações fotovoltaicas	(6)	(11)	(2)	(9)	Nota 8
= Custo com Energia	(8.697)	(32.757)	(8.706)	(30.566)	
(+) Valor de reposição estimado da concessão	214	1.596	582	1.504	Nota 5
= MARGEM BRUTA	5.066	18.979	4.720	17.618	
(+) Custos de operação	(1.507)	(5.675)	(1.422)	(5.558)	Demonstrações de resultado
(+) Despesas com vendas	(97)	(371)	(89)	(286)	Demonstrações de resultado
(+) Outras receitas/despesas gerais e administrativas	(540)	(2.295)	(597)	(2.249)	Demonstrações de resultado
(-) Combustível para produção de energia	37	119	38	219	Nota 8
(-) Operações fotovoltaicas	6	11	2	9	Nota 8
(-) Depreciação	806	3.019	735	2.816	Nota 8
(+) Outras receitas	285	1.038	250	974	Nota 5
(-) Ganho/perda na RAP	2	(39)	6	18	Nota 5.4
(-) Penalidades contratuais e regulatórias	8	86	0	0	Nota 5.4
(-) Receita de operação e manutenção	(45)	(176)	(37)	(156)	Nota 5.4
(-) Operações fotovoltaicas	0	0	(2)	(3)	Nota 5.4
(-) Outras receitas - Outras receitas	(6)	(12)	(13)	(24)	Nota 5.4
= Despesa Operacional (PMSO)	(1.051)	(4.295)	(1.129)	(4.240)	
(+) PECLD	(145)	(560)	(132)	(552)	Demonstrações de resultado
(+) Equivalência Patrimonial / (-) Ajuste valor justo - investimento	104	166	(382)	(309)	Demonstrações de resultado
EBITDA	3.974	14.290	3.077	12.517	
(+) Depreciação e Amortização	(806)	(3.019)	(735)	(2.816)	Nota 8
(+) Resultado Financeiro	(1.359)	(5.807)	(1.377)	(4.992)	Demonstrações de resultado
(+) IR/CS	(328)	(407)	(105)	(1.027)	Demonstrações de resultado
(+) Minoritário	(6)	(26)	(8)	(47)	Demonstrações de resultado
LUCRO LÍQUIDO	1.475	5.031	852	3.635	Demonstrações de resultado

17.2. Conciliação do Negócios de Geração e Clientes (Nota 4.1)

DRE SEGMENTO (R\$ MM)	Geração de Energia e Clientes			Geração de Energia e Clientes			Geração de Energia e Clientes			Geração de Energia e Clientes		
	Renováveis¹	Liberalizado²	2025	Renováveis¹	Liberalizado²	4T25	Renováveis¹	Liberalizado²	2024	Renováveis¹	Liberalizado²	4T24
Receita Operacional Líquida, ajustada	573	522	1.095	2.305	1.942	4.247	604	467	1.071	2.217	2.042	4.259
Custo dos Serviços	(183)	(492)	(675)	(714)	(1.809)	(2.523)	(97)	(441)	(538)	(428)	(1.760)	(2.188)
MARGEM BRUTA	390	30	420	1.591	133	1.724	507	26	533	1.789	282	2.071
Despesa Operacional	(82)	(18)	(100)	(356)	(66)	(422)	(97)	(32)	(129)	(369)	(95)	(464)
Perdas de crédito esperadas	-	-	-	-	(1)	(1)	-	(1)	(1)	-	-	-
(+) Equivalência Patrimonial / Aj. a Valor Justo	3	(1)	2	14	(2)	12	(367)	-	(367)	(357)	-	(357)
EBITDA	311	11	322	1.249	64	1.313	43	(7)	36	1.063	187	1.250
(+) Depreciação e Amortização	(131)	(10)	(141)	(424)	(39)	(463)	(110)	(9)	(119)	(421)	(52)	(473)
(+) Resultado Financeiro, líquido	55	3	58	(57)	22	(35)	(46)	5	(41)	(200)	15	(185)
(+) Tributos sobre o lucro	(39)	6	(33)	(153)	(3)	(156)	123	6	129	10	(14)	(4)
LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO	196	10	206	615	44	659	10	(5)	5	452	136	588

¹ Hidros, Solar e Eólicas

² Termopernambuco, NC Energia e Neoserv



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)

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Aos Acionistas, Conselheiros e Diretores 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 2025 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais.

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 2025, 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 contábeis internacionais (IFRS Accounting Standards), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir, intitulada “Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas”. Somos independentes em relação à Companhia e a suas controladas, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade - CFC, aplicáveis a auditorias de demonstrações financeiras de entidades de interesse público no Brasil. Nós também 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.

A Deloitte refere-se a uma ou mais empresas da Deloitte Touche Tohmatsu Limited (“DTTL”), sua rede global de firmas-membro e suas entidades relacionadas (coletivamente, a “organização Deloitte”). A DTTL (também chamada de “Deloitte Global”) e cada uma de suas firmas-membro e entidades relacionadas são legalmente separadas e independentes, que não podem se obrigar ou se vincular mutuamente em relação a terceiros. A DTTL, cada firma-membro da DTTL e cada entidade relacionada são responsáveis apenas por seus próprios atos e omissões, e não entre si. A DTTL não fornece serviços para clientes. Por favor, consulte www.deloitte.com/about para saber mais.

A Deloitte oferece serviços profissionais de ponta para quase 90% das empresas listadas na Fortune Global 500® e milhares de outras organizações. Nossas pessoas entregam resultados mensuráveis e duradouros que ajudam a reforçar a confiança pública nos mercados de capitais e permitir que os clientes se transformem e prosperem. Com seus 180 anos de história, a Deloitte está hoje em mais de 150 países e territórios. Saiba como os cerca de 460 mil profissionais da Deloitte em todo o mundo geram um impacto que importa em www.deloitte.com.

© 2026. Para mais informações, contate a Deloitte Global.

Reconhecimento da receita de fornecimento de energia elétrica e disponibilidade da rede elétrica

Conforme mencionado na nota explicativa nº 5 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a receita da Companhia é oriunda, principalmente, do fornecimento de energia elétrica e da disponibilidade da rede elétrica, reconhecidos quando o controle de cada obrigação de desempenho é transferido para o cliente e podem ser mensurados de forma confiável, o que geralmente ocorre no ato da entrega da energia e/ou quando o serviço é prestado. As receitas de fornecimento de energia elétrica e de disponibilidade da rede elétrica são mensuradas de acordo com o calendário de leitura estabelecido, considerando a quantidade de energia utilizada pelo cliente e as tarifas vigentes. O processo ainda inclui a mensuração da receita não faturada ao consumidor, relacionada ao fornecimento de energia elétrica e à disponibilidade da rede elétrica, calculada em base estimada, até a data do balanço, utilizando determinadas premissas definidas pela Companhia.

Esse assunto foi considerado como um principal assunto de auditoria devido à relevância dos valores, bem como pelo uso intensivo de sistemas automatizados para processar e registrar a receita de fornecimento de energia elétrica e de disponibilidade da rede elétrica.

Nossos procedimentos de auditoria sobre o reconhecimento das receitas de fornecimento de energia elétrica e de disponibilidade da rede elétrica incluíram, entre outros: (a) entendimento sobre o fluxo de reconhecimento das receitas de fornecimento de energia elétrica e de disponibilidade da rede elétrica; (b) avaliação do desenho e implementação e teste de efetividade operacional dos controles internos relevantes relacionados ao reconhecimento da receita de fornecimento de energia elétrica e de disponibilidade da rede elétrica; (c) envolvimento de nossos especialistas em tecnologia da informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados para o reconhecimento das receitas de fornecimento de energia elétrica e de disponibilidade da rede elétrica; (d) procedimentos analíticos que compreendem análises da correlação de variáveis sobre a ocorrência, a integridade e a exatidão das receitas de fornecimento de energia elétrica e de disponibilidade da rede elétrica reconhecidas pela Companhia, analisando as flutuações que não estejam alinhadas com as nossas expectativas independentes; (e) teste de transações sobre população com características de interesse relevante para fins de auditoria na receita, em base amostral, comparando os valores reconhecidos com os documentos suporte; (f) avaliação se as premissas utilizadas no cálculo da receita não faturada de fornecimento de energia e de disponibilidade da rede elétrica foram aplicadas de forma apropriada e estão consistentes, especificamente em relação ao volume de energia não faturado, incluindo uma análise independente; e (g) avaliação das divulgações realizadas nas demonstrações financeiras à luz do pronunciamento técnico CPC 47/IFRS 15 - Receita de Contrato com Cliente.

Como resultado da execução desses procedimentos, foram identificadas deficiências de controles internos relacionadas a determinados controles de tecnologia da informação da controlada Neoenergia Distribuição Brasília S.A. Em razão disso, planejamos nossos procedimentos substantivos da controlada Neoenergia Distribuição Brasília S.A. alterando a natureza, a época e a extensão, para obtermos evidência de auditoria suficiente e apropriada quanto ao saldo de receita de fornecimento de energia elétrica e de disponibilidade da rede elétrica.

Com base nos procedimentos de auditoria anteriormente descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que o reconhecimento da receita de fornecimento de energia elétrica e da disponibilidade da rede elétrica e as respectivas divulgações são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Infraestrutura de distribuição de energia elétrica

Conforme mencionado nas notas explicativas nº 5, nº 14 e nº 17 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, os investimentos na infraestrutura da concessão de distribuição de energia elétrica são registrados como ativo contratual durante a fase de construção, seguindo o pronunciamento técnico

CPC 47/IFRS 15 - Receita de Contrato com Cliente e, quando da entrada em operação, os valores são bifurcados, conforme interpretação técnica ICPC 01 (R1)/IFRIC 12 - Contratos de Concessão, entre ativo financeiro, relativo à parcela da infraestrutura que não será amortizada até o final da concessão e para a qual há um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente, e ativo intangível, correspondente à parcela da infraestrutura que será recuperada através da tarifa definida pelo poder concedente durante a vigência do contrato de concessão.

Em virtude da complexidade dos conceitos envolvidos na aplicação dessas normas, do julgamento inerente ao processo de mensuração e dos montantes envolvidos, os quais fazem parte do critério utilizado pelo poder concedente para a determinação das tarifas de energia elétrica, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (a) avaliação do desenho e da implementação dos controles internos relevantes relacionados à mensuração e registro dos ativos de infraestrutura da distribuição; (b) exame, em base amostral, dos documentos comprobatórios das adições ocorridas no exercício; (c) exame, em base amostral, do status das obras em andamento e avaliação dos prazos para unitização, bem como a sua recuperabilidade; (d) desenvolvimento de expectativa independente utilizando índices obtidos de forma independente para a mensuração do valor justo do ativo financeiro da concessão, analisando as flutuações que não estejam alinhadas com as nossas expectativas independentes; (e) desenvolvimento de expectativa independente sobre o saldo de amortização dos ativos intangíveis da concessão considerando as taxas de amortização aplicáveis; (f) exame, em base amostral, da bifurcação do ativo contratual entre intangível e ativo financeiro da concessão; e (g) avaliação das divulgações realizadas nas demonstrações financeiras à luz do pronunciamento técnico CPC 47/IFRS 15 - Receita de Contrato com Cliente.

Como resultado da execução desses procedimentos, foram identificados ajustes imateriais não corrigidos pela Administração da Companhia, que resultaram em deficiências nos controles internos relacionadas ao processo de acompanhamento e monitoramento das obras em andamento e da bifurcação do ativo contratual entre intangível e ativo financeiro da concessão relacionado à prorrogação da concessão ocorrida no ano corrente. Em razão disso, planejamos nossos procedimentos substantivos alterando sua natureza e sua extensão para obtermos evidência de auditoria suficiente e apropriada quanto ao saldo do ativo contratual das distribuidoras.

Com base nos procedimentos de auditoria anteriormente descritos e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que o julgamento inerente ao processo de mensuração e os saldos relacionados à infraestrutura de distribuição de energia elétrica, bem como as respectivas divulgações, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

Concessão do serviço público - ativo contratual das transmissoras de energia elétrica

Conforme divulgado nas notas explicativas nº 5 e nº 14 às demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Companhia atua como prestadora de serviços, conforme contrato de concessão, sendo remunerada pela construção e implementação da infraestrutura de transmissão de energia elétrica, bem como pela manutenção e operação de referida estrutura. O reconhecimento do ativo contratual de acordo com o pronunciamento técnico CPC 47/IFRS 15 - Receita de Contrato com Cliente requer o exercício de julgamento significativo sobre o momento em que o cliente obtém o controle do ativo. Adicionalmente, a mensuração do progresso da Companhia em relação ao cumprimento da obrigação de performance satisfeita ao longo do tempo requer também o uso de estimativas e julgamentos significativos pela Diretoria para estimar os esforços ou insumos necessários para o cumprimento da obrigação de performance, tais como materiais e mão de obra, margens de lucros esperadas em cada obrigação de performance identificada e as projeções das receitas esperadas. Finalmente, por se tratar de um contrato de longo prazo, a identificação da taxa de desconto que representa o componente financeiro embutido no fluxo de recebimento futuro também requer o uso de julgamento por parte da Diretoria.

Devido à relevância dos valores e do julgamento significativo envolvido na mensuração do progresso da Companhia em relação ao cumprimento da obrigação de performance satisfeita ao longo do tempo, nas margens de lucros e nas projeções das receitas esperadas, consideramos a mensuração do ativo contratual e da receita de contrato como um assunto significativo para a nossa auditoria.

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (i) entendimento sobre o fluxo de reconhecimento do ativo contratual e de suas respectivas receitas, por natureza; (ii) avaliação do desenho e da implementação e teste de efetividade operacional dos controles internos relevantes sobre o reconhecimento do ativo contratual e de suas respectivas receitas; (iii) entendimento dos critérios e premissas utilizados na determinação das margens de construção e operação e manutenção e das taxas implícitas aplicadas aos fluxos de recebimento futuro; (iv) testes substantivos relacionados aos documentos comprobatórios das adições ao ativo de contrato, recálculo dos fluxos de recebimento futuro dos projetos de infraestrutura, recálculo das atualizações monetárias e da remuneração financeira dos ativos contratuais, em base amostral, a partir das condições contratuais estabelecidas e demais premissas utilizadas pela Companhia; e (v) avaliação das divulgações realizadas nas demonstrações financeiras à luz do pronunciamento técnico CPC 47/IFRS 15 - Receita de Contrato com Cliente.

Como resultado da execução desses procedimentos, foi identificada deficiência nos controles internos relacionada a certos componentes do cálculo do “Ganho (perda) na RAP”. Avaliamos a natureza, a época e a extensão de nossos procedimentos substantivos inicialmente planejados, e concluímos que eles permanecem adequados.

Com base nos procedimentos de auditoria efetuados, consideramos que as políticas de reconhecimento do ativo contratual e de suas respectivas receitas são aceitáveis para suportar os julgamentos, as estimativas e as informações incluídas nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas como um todo.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025, elaboradas sob a responsabilidade da Diretoria da Companhia e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS Accounting Standards, 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 os registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e o seu conteúdo estão de acordo com os critérios definidos na NBC TG 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 nessa norma 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 do auditor

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

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas não abrange o Relatório da Administração, e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

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

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

A Diretoria é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as IFRS Accounting Standards, emitidas pelo IASB, e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

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

Os responsáveis pela governança da Companhia e de suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas

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

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

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

- Planejamos e executamos a auditoria do grupo para obter evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou unidades de negócio do grupo como base para formar uma opinião sobre as demonstrações financeiras do grupo. Somos responsáveis pela direção, supervisão e revisão do trabalho de auditoria executado para os propósitos da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.

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

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

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações 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, 11 de fevereiro de 2026



DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes Ltda.
CRC nº 2 SP 011609/O-8 "F" RJ



Jônatas José Medeiros de Barcelos
Contador
CRC nº 1 RJ 093376/O-3

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

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



	Notas	Consolidado		Controladora	
		2025	2024	2025	2024
Receita operacional, líquida	5	52.633	48.993	4	5
Custos		(38.302)	(35.896)	-	-
Custos com energia elétrica	6	(22.691)	(20.800)	-	-
Custos de construção	7	(9.936)	(9.538)	-	-
Custos de operação	8	(5.675)	(5.558)	-	-
Lucro bruto		14.331	13.097	4	5
Perda de crédito esperadas	12.2	(560)	(552)	-	-
Despesas com vendas	8	(371)	(286)	-	-
Outras receitas (despesas) gerais e administrativas	8	(2.296)	(2.249)	(338)	(306)
Ajuste a valor justo/valor recuperável - <i>Impairment</i>	15	98	(277)	98	(277)
Equivalência Patrimonial	15	69	(32)	5.395	4.351
Lucro operacional		11.271	9.701	5.159	3.773
Resultado financeiro	9	(5.807)	(4.992)	(128)	(137)
Receitas financeiras		1.271	1.214	577	491
Despesas financeiras		(6.360)	(5.250)	(409)	(378)
Outros resultados financeiros, líquidos		(718)	(956)	(296)	(250)
Lucro antes dos tributos		5.464	4.709	5.031	3.636
Tributos sobre o lucro	10.1.1	(407)	(1.027)	-	-
Corrente		(178)	(671)	-	-
Diferido		(229)	(356)	-	-
Lucro líquido do exercício		5.057	3.682	5.031	3.636
Atribuível à:					
Acionistas controladores		5.031	3.635	5.031	3.636
Acionistas não controladores		26	47	-	-
Lucro básico e diluído por ação do capital – R\$:	23.2	4,14	2,99	4,14	3,00

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)



	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Lucro líquido do exercício	5.057	3.682	5.031	3.636
Outros resultados abrangentes				
Itens que não serão reclassificados para o resultado:				
Obrigações com benefícios à empregados	(72)	181	-	-
Hedge de fluxo de caixa	3	(5)	-	-
Tributos diferidos sobre resultados abrangentes	23	(60)	-	-
Equivalência Patrimonial	-	-	(45)	117
Total dos itens que não serão reclassificados para o resultado	(46)	116	(45)	117
Itens que serão reclassificados para o resultado:				
Hedge de fluxo de caixa	239	25	121	39
Tributos diferidos sobre resultados abrangentes	(39)	4	-	-
Equivalência Patrimonial	-	-	78	(11)
Total dos itens que serão reclassificados para o resultado	200	29	199	28
Outros resultados abrangentes do exercício, líquido dos tributos	154	145	154	145
Resultado abrangente do exercício	5.211	3.827	5.185	3.781
Atribuível à:				
Acionistas controladores	5.185	3.780	5.185	3.781
Acionistas não controladores	26	47	-	-

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)



	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Fluxo de caixa das atividades operacionais				
Lucro líquido do exercício	5.057	3.682	5.031	3.636
Ajustado por:				
Depreciação e amortização	3.081	2.872	209	215
Baixa de ativos não circulantes	172	231	-	-
Equivalência Patrimonial	(69)	32	(5.598)	(4.556)
Ajuste a valor justo/valor recuperável - <i>Impairment</i>	(98)	277	(98)	277
Tributos sobre o lucro	407	1.027	-	-
Resultado financeiro, líquido	5.807	4.992	128	137
Valor de reposição estimado da concessão	(1.596)	(1.504)	-	-
Alterações no capital de giro:				
Contas a receber de clientes e outros	(505)	(166)	-	-
Concessão do serviço público (Ativo contratual - Transmissão)	(4.712)	(5.106)	-	-
Fornecedores, contas a pagar de empreiteiros e contratos de convênio	644	(413)	6	13
Salários, benefícios a empregados e encargos a pagar, líquidos	(107)	(99)	(22)	18
Ativos e passivos financeiros setoriais, líquidos (Parcela A e outros)	(1.403)	1.155	-	-
Outros tributos a recuperar (recolher) e encargos setoriais, líquidos	115	158	(55)	(24)
Provisões, líquidas dos depósitos judiciais	(203)	(426)	1	-
Outros ativos e passivos, líquidos	(119)	130	361	341
Caixa gerado (consumido) nas operações	6.471	6.842	(37)	57
Dividendos e juros sobre o capital próprio recebidos	106	132	4.739	4.134
Encargos de dívidas pagos	(4.047)	(3.330)	(191)	(196)
Instrumentos derivativos pagos, líquidos	(1.138)	(901)	(242)	(189)
Rendimento de aplicação financeira	920	883	116	112
Pagamento de juros – Arrendamentos	(34)	(29)	-	-
Tributos sobre o lucro pagos	(355)	(355)	(3)	-
Caixa gerado pelas atividades operacionais	1.923	3.242	4.383	3.918
Fluxo de caixa das atividades de investimentos				
Alienação Controlada - Geração Céu Azul S.A. (nota 15.3)	1.050	-	1.050	-
Alienação de participação acionária - Neoenergia Itabapoana (nota 15.3)	115	-	115	-
Antecipação de caixa para alienação de investimento (nota 15.3)	275	-	275	-
Reclassificação do caixa dos ativos não circulante mantido para venda	(62)	(84)	-	-
Aquisição de imobilizado e intangível	(339)	(229)	(13)	(17)
Aumento de capital em investidas	(3)	(93)	(4.065)	(1.930)
Resgate de ações em investidas	-	198	-	198
Concessão serviço público (Ativo contratual – Distribuição)	(7.171)	(5.608)	-	-
Aplicação de títulos e valores mobiliários	(1.462)	(770)	(275)	(267)
Resgate de títulos e valores mobiliários	1.053	767	122	268
Mútuos com coligadas recebidos (aplicados)	-	-	(255)	(521)
Caixa (consumido) nas atividades de investimentos	(6.544)	(5.819)	(3.046)	(2.269)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos				
Captação de empréstimos e financiamentos	12.016	12.821	-	-
Pagamento dos custos de captação	(345)	(180)	-	-
Pagamento de principal dos empréstimos e financiamentos	(6.640)	(9.149)	(182)	(187)
Depósitos em garantias	(15)	(56)	-	-
Obrigações vinculadas as concessões	545	300	-	-
Pagamento de principal – Arrendamentos	(73)	(62)	-	-
Instrumentos derivativos recebidos (pagos), líquidos	801	321	(10)	-
Alienação de participação societária em controladas (nota 15.2)	23	-	-	-
Oferta pública de aquisição de ações da Neoenergia Cosern (nota 15.2)	-	(157)	-	(145)
Remuneração paga aos acionistas controladores	(946)	(937)	(946)	(937)
Remuneração paga aos acionistas não controladores	(17)	(42)	-	-
Recompra de ações em tesouraria	(5)	-	(5)	-
Caixa gerado (consumido) nas atividades de financiamentos	5.344	2.859	(1.143)	(1.269)
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa no exercício	723	282	194	380
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	7.730	7.448	1.525	1.145
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	8.453	7.730	1.719	1.525
Transações que não envolvem caixa:				
Juros e encargos financeiros capitalizados ao imobilizado e intangível	107	79	-	-
Contratos de arrendamento - IFRS 16	71	72	-	-
Adição de obrigações especiais	27	43	-	-
Fornecedores, contas a pagar de empreiteiros e contratos de convênio	6	(12)	-	-
Adição e atualização de provisões capitalizadas	227	302	-	-
As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.				

BALANÇO PATRIMONIAL
Em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)



	Notas	Consolidado		Controladora	
		2025	2024	2025	2024
Ativo					
Circulante					
Caixa e equivalentes de caixa	11	8.453	7.730	1.719	1.525
Contas a receber de clientes e outros	12	10.484	9.663	-	-
Títulos e valores mobiliários		616	96	275	-
Instrumentos financeiros derivativos	19.3	114	777	-	1
Tributos sobre o lucro a recuperar	10.1.3	584	404	298	255
Outros tributos a recuperar	10.2.1	1.370	1.246	1	1
Dividendos e juros sobre capital próprio a receber	15	29	7	658	711
Ativo financeiro setorial (Parcela A e outros)	13	206	-	-	-
Concessão do serviço público (ativo contratual)	14.2	1.432	912	-	-
Outros ativos circulantes		1.589	1.468	974	640
		24.877	22.303	3.925	3.133
Ativos não circulantes mantidos para a venda	15.3	2.861	2.592	2.096	1.297
Total do circulante		27.738	24.895	6.021	4.430
Não circulante					
Contas a receber de clientes e outros	12	443	463	-	-
Títulos e valores mobiliários		505	559	-	121
Instrumentos financeiros derivativos	19.3	341	911	93	337
Tributos sobre o lucro a recuperar	10.1.3	392	303	-	-
Outros tributos a recuperar	10.2.1	2.507	2.860	-	-
Tributos sobre o lucro diferidos	10.1.2	1.402	1.087	-	-
Depósitos Judiciais	20.1	2.036	1.779	74	72
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	14.1	32.993	33.806	-	-
Concessão do serviço público (ativo contratual)	14.2	23.483	17.689	-	-
Outros ativos não circulantes		75	87	61	1
Investimentos em controladas, coligadas e <i>joint ventures</i>	15	2.042	1.837	36.963	34.222
Direito de uso		209	206	2	3
Imobilizado	16	8.917	10.490	54	46
Intangível	17	16.195	12.569	2	5
Total do não circulante		91.540	84.646	37.249	34.807
Total do ativo		119.278	109.541	43.270	39.237

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

BALANÇO PATRIMONIAL
Em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)



		Consolidado		Controladora	
	Notas	2025	2024	2025	2024
Passivo					
Circulante					
Fornecedores, contas a pagar a empreiteiros e contratos de convênio	18	4.800	4.099	189	183
Empréstimos e financiamentos	19.2	7.705	7.502	375	254
Passivo de arrendamento		74	73	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	19.3	302	223	64	113
Salários, benefícios a empregados e encargos a pagar	22	781	807	16	38
Tributos sobre o lucro a recolher	10.1.3	113	132	-	-
Outros tributos e encargos setoriais a recolher	10.2.2	1.402	1.240	104	91
Passivo financeiro setorial (Parcela A e outros)	13	140	1.228	-	-
Ressarcimento à consumidores – Tributos federais	10.3	730	690	-	-
Dividendos e juros sobre capital próprio	23.2	1.084	729	1.069	708
Provisões e outras obrigações	20	654	621	-	-
Outros passivos circulantes	21	2.453	1.851	411	162
		20.238	19.195	2.228	1.549
Passivos diretamente associados a ativos não circulantes mantidos para venda		762	1.275	-	-
Total do circulante		21.000	20.470	2.228	1.549
Não circulante					
Fornecedores, contas a pagar a empreiteiros e contratos de convênio	18	224	200	-	-
Empréstimos e financiamentos	19.2	50.022	45.098	4.310	4.936
Passivo de arrendamento		174	170	2	3
Instrumentos financeiros derivativos	19.3	742	470	315	178
Salários, benefícios a empregados e encargos a pagar	22	899	814	-	-
Tributos sobre o lucro a recolher	10.1.3	6	23	-	-
Tributos sobre o lucro diferidos	10.1.2	2.386	2.486	-	-
Outros tributos e encargos setoriais a recolher	10.2.2	1.969	1.517	-	-
Passivo financeiro setorial (Parcela A e outros)	13	1.228	1.122	-	-
Ressarcimento à consumidores – Tributos federais	10.3	1.681	2.208	-	-
Provisões e outras obrigações	20	1.920	1.855	1	2
Outros passivos não circulantes	21	443	361	44	15
Total do não circulante		61.694	56.324	4.672	5.134
Patrimônio Líquido					
Atribuído aos acionistas controladores	23	36.451	32.638	36.370	32.554
Atribuído aos acionistas não controladores		133	109	-	-
Total do patrimônio líquido		36.584	32.747	36.370	32.554
Total do passivo e do patrimônio líquido		119.278	109.541	43.270	39.237

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)



Consolidado												
						Reservas de Lucros						
	Notas	Capital Social	Reserva de capital e ações em tesouraria	Transação com os sócios e outros	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de lucros a realizar	Reserva de retenção de lucros	Lucros acumulados	Atribuídos aos acionistas controladores	Atribuídos aos acionistas não controladores	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2024		16.920	116	(1.787)	(734)	1.839	247	16.037	-	32.638	109	32.747
Aumento de capital (nota 24.1)		4.000	-	-	-	-	-	(4.000)	-	-	-	-
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	-	5.031	5.031	26	5.057
Outros resultados abrangentes		23.3	-	-	154	-	-	-	-	154	-	154
Destinação do lucro líquido:												
Constituição de reservas de lucros		23.6	-	-	-	252	-	3.431	(3.683)	-	-	-
Remuneração aos acionistas		23.2	-	-	-	-	-	-	(1.348)	(1.348)	(23)	(1.371)
Transação com os sócios:												
Pagamento baseado em ações		22.2	-	(33)	-	-	-	(4)	-	(37)	-	(37)
Compra de participação adicional de controladas		23.5	-	-	3	-	-	-	-	3	21	24
Ações em tesouraria		-	10	-	-	-	-	-	-	10	-	10
Saldos em 31 de dezembro de 2025		20.920	93	(1.784)	(580)	2.091	247	15.464	-	36.451	133	36.584
Saldos em 31 de dezembro de 2023												
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	-	3.635	3.635	47	3.682
Outros resultados abrangentes		23.3	-	-	145	-	-	-	-	145	-	145
Destinação do lucro líquido:												
Constituição de reservas de lucros		23.6	-	-	-	182	-	2.512	(2.694)	-	-	-
Remuneração aos acionistas		23.2	-	-	-	-	-	-	(941)	(941)	(47)	(988)
Transação com os sócios:												
Pagamento baseado em ações		22.2	-	(26)	-	-	-	-	-	(26)	-	(26)
Compra de participação adicional de controladas		23.5	-	-	(56)	-	-	-	-	(56)	(101)	(157)
Ações em tesouraria		-	15	-	-	-	-	-	-	15	-	15
Saldos em 31 de dezembro de 2024		16.920	116	(1.787)	(734)	1.839	247	16.037	-	32.638	109	32.747

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)



										Controladora
	Notas	Capital Social	Reserva de capital e ações em tesouraria	Transação com os sócios e outros	Outros resultados abrangentes	Reservas de Lucros			Lucros acumulados	Total
						Reserva legal	Reserva de lucros a realizar	Reserva de retenção de lucros		
Saldos em 31 de dezembro de 2024		16.920	114	(1.857)	(734)	1.839	234	16.038	-	32.554
Aumento de capital (nota 24.1)		4.000	-	-	-	-	-	(4.000)	-	-
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	-	5.031	5.031
Outros resultados abrangentes	23.3	-	-	-	154	-	-	-	-	154
Destinação do lucro líquido:										
Constituição de reservas de lucros	23.6	-	-	-	-	252	-	3.431	(3.683)	-
Remuneração aos acionistas da Neoenergia	23.2	-	-	-	-	-	-	-	(1.348)	(1.348)
Transação com os sócios:										
Pagamento baseado em ações	22.2	-	(31)	-	-	-	-	-	-	(31)
Ações em tesouraria		-	10	-	-	-	-	-	-	10
Saldos em 31 de dezembro de 2025		20.920	93	(1.857)	(580)	2.091	234	15.469	-	36.370
Saldos em 31 de dezembro de 2023		16.920	125	(1.801)	(879)	1.657	234	13.525	-	29.781
Lucro líquido do exercício		-	-	-	-	-	-	-	3.636	3.636
Outros resultados abrangentes	23.3	-	-	-	145	-	-	-	-	145
Destinação do lucro líquido:										
Constituição de reservas de lucros	23.6	-	-	-	-	182	-	2.513	(2.695)	-
Remuneração aos acionistas da Neoenergia	23.2	-	-	-	-	-	-	-	(941)	(941)
Transação com os sócios:										
Pagamento baseado em ações	22.2	-	(26)	-	-	-	-	-	-	(26)
Compra de participação adicional de controladas	23.5	-	-	(56)	-	-	-	-	-	(56)
Ações em tesouraria		-	15	-	-	-	-	-	-	15
Saldos em 31 de dezembro de 2024		16.920	114	(1.857)	(734)	1.839	234	16.038	-	32.554

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)



	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Receitas				
Vendas de energia, serviços e outros	72.612	67.371	4	5
Outras receitas	487	436	-	-
Receita de construção de ativos próprios	100	92	-	-
Perda de crédito esperada	(560)	(552)	-	-
Subtotal	72.639	67.347	4	5
Insumos adquiridos de terceiros				
Energia elétrica comprada para revenda	(18.988)	(16.737)	-	-
Encargos de uso da rede básica de transmissão	(6.017)	(6.254)	-	-
Materiais, serviços de terceiros e outros	(12.137)	(11.649)	(261)	(214)
Impairment e baixa de ativos não circulantes, líquidos	(133)	(491)	98	(277)
Matérias-primas consumidas	(130)	(220)	-	-
Subtotal	(37.405)	(35.351)	(163)	(491)
Valor adicionado bruto	35.234	31.996	(159)	(486)
Depreciação e amortização	(3.081)	(2.872)	(208)	(215)
Valor adicionado líquido produzido pela entidade	32.153	29.124	(367)	(701)
Valor adicionado recebido em transferência				
Equivalência patrimonial	69	(32)	5.597	4.556
Receitas financeiras	5.730	6.124	1.455	1.565
Subtotal	5.799	6.092	7.052	6.121
Valor adicionado total a distribuir	37.952	35.216	6.685	5.420
Distribuição do valor adicionado				
Remunerações de empregados e administradores	1.858	1.821	51	63
Benefícios	790	767	7	5
FGTS e outros encargos sociais (exceto INSS)	115	128	-	-
Subtotal	2.763	2.716	58	68
Impostos, taxas e contribuições				
Federais	9.970	9.046	38	36
Estaduais	8.511	8.574	-	-
Municipais	88	82	2	2
Subtotal	18.569	17.702	40	38
Remuneração de capital de terceiros				
Juros e variações cambiais	11.539	11.098	1.555	1.678
Aluguéis	24	18	1	-
Subtotal	11.563	11.116	1.556	1.678
Remuneração de capitais próprios				
Dividendos	984	425	984	425
Juros sobre capital próprio	364	516	364	516
Lucros retidos	3.683	2.694	3.683	2.695
Participação dos acionistas não controladores	26	47	-	-
Subtotal	5.057	3.682	5.031	3.636
Valor adicionado distribuído	37.952	35.216	6.685	5.420

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

1. CONTEXTO OPERACIONAL

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

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

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

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

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

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

Distribuição

Empresa	Estado	Data de Concessão	Data de Vencimento	Número de Municípios	Ciclo tarifário	Última revisão
Neoenergia Coelba	Bahia	08/08/1997	08/08/2027	415	5 anos	2023
Neoenergia Cosern	Rio Grande do Norte	31/12/1997	31/12/2027	167	5 anos	2023
Neoenergia Elektro	São Paulo	27/08/1998	27/08/2028	223	4 anos	2023
Neoenergia Elektro	Mato Grosso do Sul	27/08/1998	27/08/2028	5	4 anos	2023
Neoenergia Brasília	Distrito Federal	26/08/1999	07/07/2045	1	5 anos	2021
Neoenergia Pernambuco	Pernambuco	30/03/2000	30/03/2030	184	4 anos	2025
Neoenergia Pernambuco	Distrito de Fernando de Noronha	30/03/2000	30/03/2030	1	4 anos	2025
Neoenergia Pernambuco	Paraíba	30/03/2000	30/03/2030	1	4 anos	2025

Em Setembro de 2025, o Ministério de Minas e Energia (MME) assinou a antecipação da renovação da concessão da distribuidora Neoenergia Pernambuco, assegurando o direito de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica por mais 30 anos, com vigência entre 30 de março de 2030 e 30 de março de 2060. Adicionalmente, a distribuidora está autorizada a manter uma usina de geração de energia térmica a diesel no Distrito Estadual de Fernando de Noronha até 2060.

O novo contrato que formaliza a antecipação da renovação da área de concessão consolida o modelo que alinha incentivos à eficiência operacional e à modicidade tarifária, ao mesmo tempo em que reforça a previsibilidade regulatória e a segurança jurídica para os investimentos de longo prazo no setor elétrico, gerando principalmente maior transparência na estrutura tarifária e melhor equilíbrio econômico-financeiro. Adicionalmente, existe a opcionalidade por parte da distribuidora de regime alternativo de regulação da

parcela B, que serão baseados em anuidade regulatória, com estímulo à eficiência, inovação e modernização da infraestrutura. Contudo, os requisitos dessa modulação ainda serão definidos pela ANEEL.

O novo termo aditivo ao contrato de concessão introduziu importantes atualizações no ambiente regulatório da Companhia, reforçando a vedação à prática de condutas anticoncorrenciais. Essa proibição está alinhada com a legislação vigente e com a regulação da ANEEL, especialmente no que se refere à abertura de mercado para clientes livres e outras situações que possam ser caracterizadas como abuso de poder de mercado ou práticas anticompetitivas, inclusive quando envolvem partes relacionadas.

No que diz respeito ao equilíbrio econômico-financeiro das concessões, o termo aditivo incorporou uma cláusula específica sobre a alocação de riscos entre o poder concedente e a concessionária. Essa cláusula estabelece uma matriz de riscos, instrumento comumente utilizado em contratos de concessão, que define de forma geral os riscos atribuídos à Companhia e aqueles de responsabilidade do Poder Concedente.

Além disso, foi incluída uma cláusula voltada à sustentabilidade econômica e financeira, que reflete os critérios e disposições gerais previstos no Anexo VIII da Resolução Normativa nº 948/2021. Esses critérios já vinham sendo observados pela Companhia nos últimos anos, e até o momento, todos os indicadores apurados foram devidamente cumpridos.

Por fim, o termo aditivo também trouxe alterações relacionadas à continuidade do fornecimento, com a introdução de critérios de caducidade mais rigorosos. Adicionalmente, foi prevista a possibilidade de a ANEEL estabelecer novos indicadores, desde que respeitado o rito regulatório prévio.

Transmissão em operação

Empresa	Estado	Data de Concessão	Data de Vencimento	Ciclo tarifário	Última revisão
Afluente T	Bahia	08/08/1997	08/08/2027	5 anos	2025
SPE SE Nandiba S.A. (SE Nandiba)	Bahia	28/01/2009	28/01/2039	5 anos	2024
SPE SE Nandiba S.A. (SE Extremoz II)	Rio Grande do Norte	10/05/2012	10/05/2042	5 anos	2022
SPE SE Nandiba S.A. (SE Brumado II)	Bahia	27/08/2012	27/08/2042	5 anos	2023
Potiguar Sul	Paraíba e Rio Grande do Norte	01/08/2013	01/08/2043	5 anos	2024
Neoenergia Sobral	Ceará	31/07/2017	31/07/2047	5 anos	2023
Neoenergia Atibaia	São Paulo	31/07/2017	31/07/2047	5 anos	2023
Neoenergia Biguaçu	Santa Catarina	31/07/2017	31/07/2047	5 anos	2023
Neoenergia Dourados	Mato Grosso do Sul e São Paulo	31/07/2017	31/07/2047	5 anos	2023
Neoenergia Santa Luzia	Paraíba e Ceará	08/03/2018	08/03/2048	5 anos	2023
Neoenergia Jalapão	Tocantins, Bahia e Piauí	08/03/2018	08/03/2048	5 anos	2023
Neoenergia Itabapoana	Rio de Janeiro, Espírito Santo e Minas Gerais	22/03/2019	22/03/2049	5 anos	2025
Neoenergia Rio Formoso	Bahia	20/03/2020	20/03/2050	5 anos	-
Neoenergia Estreito	Minas Gerais	31/03/2022	31/03/2052	5 anos	-
Neoenergia Paraíso	Mato Grosso do Sul	30/09/2022	30/09/2052	5 anos	-
Neoenergia Alto Paranaíba	Minas Gerais e São Paulo	30/09/2022	30/09/2052	5 anos	-

Ao longo do ano de 2025 entrou em operação comercial o seguinte empreendimento:

Transmissora	Estado	Entrada em operação	Empreendimento
Neoenergia Alto do Paranaíba	Minas Gerais São Paulo	Agosto de 2025	Linha de transmissão 500 kV Arinos 2 – Paracatu 4, circuitos C1 e C2
			Módulo geral 500 kV de Arinos 2
			Módulo geral 500 kV de Paracatu 4
		Dezembro de 2025	LT 500 kV Paracatu 4 / Nova Ponte 3 C1 e C2 e Reatores de Linha
			LT 500 kV Nova ponte 3 / Araraquara 2 C1 e C2 e Reatores de Linha
			Seccionamentos da LT 500 kV Itumbiara / Nova Ponte C1
			Módulo Geral 500 kV de Nova Ponte 3 e Reatores de Barra
			Módulo Geral 500 kV de Araraquara 2

Transmissão em construção

Empresa	Estado	Data de Concessão	Data de Vencimento
Neoenergia Lagos dos Patos ⁽¹⁾	Rio Grande do Sul e Santa Catarina	22/03/2019	22/03/2049
Neoenergia Vale do Itajaí ⁽¹⁾	Paraná e Santa Catarina	22/03/2019	22/03/2049
Neoenergia Guanabara ⁽¹⁾	Rio de Janeiro	22/03/2019	22/03/2049
Neoenergia Morro do Chapéu ⁽¹⁾	Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo	31/03/2021	31/03/2051

(1) Em operação parcial.

Ao longo do ano de 2025 algumas etapas dos empreendimentos de transmissão, listados abaixo, entraram em operação comercial:

Transmissora	Estado	Entrada em operação	Empreendimento
Neoenergia Guanabara	Rio de Janeiro	Maio de 2025	Linha de Transmissão 500 kV Campos 2 e Lagos, circuitos C1 e C2
			Módulo Geral 500 kV de Lagos
Neoenergia Vale do Itajaí	Minas Gerais	Maio de 2025	Linha de Transmissão 525 kV Itajaí 2 -Biguaçu
			Linha de Transmissão 230 kV Itajaí – Itajaí 2, circuitos C1 e C2
		Junho de 2025	O transformador 525 / 230 kV Itajaí 2
Neoenergia Morro do Chapéu	Bahia, Minas Gerais e Espírito Santo	Agosto de 2025	Implantação do módulo geral e o transformador 230/138 kV de Jaraguá do Sul
			Linha de Transmissão 500 kV Poções 3 /Medeiros Neto 2 C-1
			Módulo geral 500 kV de Poções 3
			Módulo Geral 500 kV e transformador 500/230 kV de Medeiros Neto 2 (REA 12268/2022)

Comercialização

Empresa	Estado	Data de autorização
NC Energia	Rio de Janeiro, RJ	22/11/2000
Neoenergia Smart	Campinas, SP	26/05/2003

Geradoras em Operação

Empresa	Tipo de Usina	Localidade, estado	Data de autorização	Data de Vencimento	Capacidade instalada (MW)	Garantia Física (MW med)
Neoenergia Pernambuco – Fernando de Noronha	Térmica a diesel	Distrito de Fernando de Noronha, PE	21/12/1989	30/03/2030	10,05 MW	3,8
Itapebi	Hidrelétrica – UHE	Rio Jequitinhonha, BA	28/05/1999	18/05/2039	462,011 MW	202,1
Termopernambuco	Termelétrica – UTE	Complexo Portuário do Suape, PE	18/12/2000	18/12/2030	550,0 MW	38,8
UHE Corumbá III	Hidrelétrica – UHE	Rio Corumbá, GO	07/11/2001	22/04/2040	96,447 MW	47,0
Energética Águas da Pedra – Dardanelos	Hidrelétrica – UHE	Rio Aripuanã, MT	03/07/2007	12/12/2049	261,0 MW	147,2
Belo Monte – Norte Energia	Hidrelétrica – UHE	Rio Xingu, PA	26/08/2010	11/07/2046	11.233,1MW	4.571,0

Parques eólicos em operação

Empresa	Localidade, estado	Data de autorização	Data de Vencimento	Capacidade instalada (MW)	Garantia Física (MW med)
Enerbrasil	Rio do Fogo, RN	20/12/2001	20/12/2031	49,3 MW	-
Caetité 2	Caetité, BA	07/02/2011	07/02/2046	30,0 MW	14,7
Caetité 3	Caetité, BA	24/02/2011	24/02/2046	30,0 MW	11,2
Mel 2	Areia Branca, RN	28/02/2011	28/02/2046	20,0 MW	8,8
Arizona 01	Rio do Fogo, RN	04/03/2011	04/03/2046	28,0 MW	12,9
Calango 1	Bodó, Santana do Matos, Lagoa Nova, RN	28/04/2011	28/04/2046	30,0 MW	13,9
Calango 2	Bodó, Santana do Matos, Lagoa Nova, RN	09/05/2011	09/05/2046	30,0 MW	12,8
Calango 4	Bodó, Santana do Matos, Lagoa Nova, RN	19/05/2011	19/05/2046	30,0 MW	13,5
Calango 3	Bodó, Santana do Matos, Lagoa Nova, RN	30/05/2011	30/05/2046	30,0 MW	13,9
Calango 5	Bodó, Santana do Matos, Lagoa Nova, RN	02/06/2011	02/06/2046	30,0 MW	13,7
Caetité 1	Caetité, BA	29/10/2012	29/10/2042	30,0 MW	13,0
Santana 1	Bodó, RN	14/11/2014	14/11/2049	30,0 MW	17,3
Santana 2	Lagoa Nova, RN	14/11/2014	14/11/2049	24,0 MW	13,1
Calango 6	Bodó, RN	20/11/2014	20/11/2049	30,0 MW	18,5
Canoas	São José do Sabugi, PB	04/08/2015	04/08/2050	31,5 MW	17,7
Lagoa 1	Santa Luzia, PB	04/08/2015	04/08/2050	31,5 MW	18,7
Lagoa 2	São José do Sabugi, PB	04/08/2015	04/08/2050	31,5 MW	17,5
Chafariz 1	Santa Luzia, PB	21/06/2018	21/06/2053	34,65 MW	18,2
Chafariz 2	Santa Luzia, PB	21/06/2018	21/06/2053	34,65 MW	17,4
Chafariz 3	Santa Luzia, PB	21/06/2018	21/06/2053	34,65 MW	17,8
Chafariz 6	Santa Luzia, PB	21/06/2018	21/06/2053	31,185 MW	15,2
Chafariz 7	Santa Luzia, PB	21/06/2018	21/06/2053	34,65 MW	18,3
Lagoa 3	São José do Sabugi, PB	26/06/2018	26/06/2053	34,65 MW	17,2
Lagoa 4	Santa Luzia, PB	26/06/2018	26/06/2053	20,79 MW	10,2
Canoas 2	Santa Luzia, PB	26/06/2018	26/06/2053	34,65 MW	16,3
Canoas 4	São José do Sabugi, PB	26/06/2018	26/06/2053	34,65 MW	16,5
Chafariz 4	Santa Luzia e Areia de Baraúnas, PB	05/02/2019	05/02/2054	34,65 MW	18,0
Chafariz 5	Santa Luzia, PB	05/02/2019	05/02/2054	34,65 MW	16,7
Canoas 3	Santa Luzia e São José do Sabugi, PB	05/02/2019	05/02/2054	34,65 MW	16,0
Ventos de Arapuá 1	Santa Luzia, Areia de Baraúnas e São Mamede, PB	05/02/2019	05/02/2054	24,255 MW	11,8
Ventos de Arapuá 2	Santa Luzia, Areia de Baraúnas e São Mamede, PB	05/02/2019	05/02/2054	34,65 MW	17,4
Ventos de Arapuá 3	Santa Luzia, Areia de Baraúnas e São Mamede, PB	05/02/2019	05/02/2054	13,86 MW	5,9
Oitis 1	Dom Inocêncio, PI	29/11/2019	29/11/2054	49,50 MW	26,1
Oitis 8	Dom Inocêncio, PI	29/11/2019	29/11/2054	49,50 MW	25,5
Oitis 2	Dom Inocêncio, PI	24/12/2019	24/12/2054	27,50 MW	14,2
Oitis 3	Dom Inocêncio, PI	24/12/2019	24/12/2054	49,50 MW	24,3
Oitis 4	Dom Inocêncio, PI	24/12/2019	24/12/2054	49,50 MW	23,8
Oitis 5	Dom Inocêncio, PI	24/12/2019	24/12/2054	49,50 MW	23,8
Oitis 6	Dom Inocêncio, PI	24/12/2019	24/12/2054	49,50 MW	24,2
Oitis 7	Dom Inocêncio, PI	24/12/2019	24/12/2054	49,50 MW	25,3
Oitis 9	Dom Inocêncio, PI	24/12/2019	24/12/2054	49,50 MW	21,7
Oitis 10	Dom Inocêncio, PI	24/12/2019	24/12/2054	49,50 MW	21,0
Oitis 21	Casa Nova, BA	24/12/2019	24/12/2054	44,00 MW	21,4
Oitis 22	Casa Nova, BA	24/12/2019	24/12/2054	49,50 MW	22,1

Parques solares fotovoltaicos em operação

Empresa	Localidade, estado	Data de autorização	Data de Vencimento	Capacidade instalada (MW)	Garantia Física (MW med)
Luzia 2	Santa Luzia, PB	29/05/2020	29/05/2055	58,932 MW	16,1
Luzia 3	Santa Luzia, PB	29/05/2020	29/05/2055	58,932 MW	16,1

1.2 Gestão de riscos

As Diretrizes e Limites de Gestão de Riscos, aprovadas pelo Conselho de Administração em abril de 2025, compostas pelas Diretrizes de Gestão dos Riscos Corporativos e pelas Diretrizes de Gestão dos Riscos específicos para cada Negócio, que estabelecem os princípios básicos e o marco geral de atuação para o controle e gerenciamento dos riscos aos quais está exposto à Neoenergia e que devem ser aplicados de acordo com o disposto no Propósito e Valores da Companhia.

O processo de gestão de riscos adota como fonte as principais boas práticas de mercado e diretrizes do COSO ERM e ISO 31000, assim como as premissas regulatórias e de órgãos que abrangem o setor de energia elétrica, em consonância com as regulamentações emitidas pela ANEEL.

A estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos de mercado da Companhia é composta pelo Conselho de Administração, Diretoria Executiva Colegiada, Diretoria Financeira, Auditoria Interna e Gestão de Risco, Comitê de Auditoria, além das estruturas Governança e de Controles Internos. Este sistema de gerenciamento de riscos está aderente ao modelo do atual acionista controlador e sua política global de riscos.

1.2.1 Riscos Financeiros e Mercado

As Diretrizes e Limites de Riscos Financeiros se aplicam a todos os negócios que integram a Neoenergia, dentro dos limites previstos aplicáveis às atividades 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 de liquidez e risco de solvência, assim como a utilização de instrumentos derivativos para fins proteção, cuja utilização para fins especulativos é expressamente proibida.

A aprovação de operações envolvendo derivativos é realizada por alçada competente conforme Política de Limites e Alçadas da Neoenergia e de suas controladas.

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

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

- A contratação de derivativos é dedicada única e exclusivamente para fins de *hedge*, assim como não é permitida a contratação de derivativos 'exóticos' ou 'alavancados'.

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

Riscos	Origem da exposição	Gestão
Risco de taxa de câmbio	Empréstimos e financiamentos e outros instrumentos financeiros que não são denominados em BRL.	Operações de <i>swap</i> e a termo
Risco de taxa de juros (incluindo índices inflacionários)	Passivos atuariais, empréstimos e financiamentos indexados a diferentes taxas de juros incluindo, mas não se limitando, a SOFR e CDI.	Operações de <i>swap</i> , gestão de limite de exposição de ativos e passivos por componente de taxa de juros e índices inflacionários.
Risco de preços de produtos e insumos	Volatilidade dos preços de <i>commodities</i> metálicas e energia elétrica, e outros produtos.	Contratos de longo prazo com fixação de preços aderentes as projeções internas; ou operações a termo.
Risco de crédito	Recebíveis, transações com derivativos, garantias, adiantamentos a fornecedores e investimentos financeiros.	Diversificação da carteira e políticas para monitoramento de indicadores de solvência e liquidez das contrapartes.
Risco de liquidez	Obrigações contratuais ou assumidas.	Disponibilidade de linhas de crédito rotativo.
Risco de solvência	Passivos financeiros, obrigações contratuais ou assumidas.	Monitoramento dos <i>covenants</i> financeiros e da situação econômico-financeira da Companhia.

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 de Riscos Financeiros e de Crédito.

Risco de taxa de câmbio

A Companhia, visando assegurar que oscilações nas taxas de câmbio não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possuía em 31 de dezembro de 2025, 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 e índices de preços

Este risco é oriundo da possibilidade de perdas financeiras causadas pela exposição à variação de taxas de juros e/ou índices de preço, tanto no mercado brasileiro quanto no mercado externos (ex: CDI, TJLP, TLP, SOFR, IPCA e IGP-M, dentre outros). O resultado desta exposição influencia o montante de encargos financeiros dívida, rendimentos das aplicações financeiras e as receitas tarifárias das concessões que impactam o resultado e o fluxo de caixa das operações. Por consequência, a Companhia busca manter o equilíbrio entre os ativos e passivos indexados à índices de preços de alta correlação, buscando mitigar eventuais riscos decorrentes da inflação.

A Companhia monitora continuamente as taxas 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 preço de *commodities*

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

Commodities metálicas: variações nos preços de *commodities* metálicas podem impactar a rentabilidade dos projetos de infraestrutura, resultante no aumento de preço nos contratos dos fornecedores, implicando em maior necessidade de caixa para honrar os compromissos assumidos pela Companhia.

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

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 pelo negócio 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. 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.

A Companhia gerencia o risco de liquidez alocando o excedente de caixa em aplicações financeiras de liquidez diária e mantendo adequadas reservas de recursos e linhas de crédito aprovadas com algumas das principais instituições financeiras do país (veja nota 19.2), além da capacidade de geração de caixa da empresa para honrar com os compromissos assumidos.

Em 31 de dezembro 2025, a Companhia mantinha recursos aplicados em caixa e equivalentes de caixa e títulos de valores mobiliários, em montante adequado a cobertura dos seus ciclos operacionais e financeiros. Os fluxos das obrigações da Companhia, por faixa de vencimento, estão sendo apresentados em suas respectivas notas explicativas. Em destaque para as informações de empréstimos e financiamentos e respectivos instrumentos derivativos (veja nota 19.3).

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.

A Administração gerencia o risco de solvência por meio do monitoramento contínuo da estrutura de capital, adotando uma abordagem prospectiva que considera a continuidade das operações. Esse processo

envolve a avaliação e a sensibilização de todos os riscos materiais ou potenciais que possam impactar a estrutura de capital definida e aprovada no plano estratégico da Companhia.

1.2.2 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

O risco de a Companhia incorrer em perdas resultantes do não recebimento de valores faturados de suas contrapartes. 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 ações de cobrança em conformidade com a regulamentação do setor elétrico, quando aplicável. 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 Diretriz de Risco de Crédito que tem como objetivo a mitigação do risco através da diversificação junto às instituições financeiras que possuam boa qualidade de crédito (*rating*). É realizado o acompanhamento da exposição com cada contraparte, sua qualidade de crédito e seus *ratings* de longo prazo publicados pelas agências de *rating*. O quadro a seguir apresenta os *ratings* de longo prazo em escala nacional publicados pelas agências Moody's, S&P ou Fitch para as principais instituições financeiras com as quais a Companhia mantinha operações em aberto em 31 de dezembro de 2025.

<i>Ratings de longo prazo em escala nacional</i>	Moody's	S&P	Fitch
Banco do Brasil	AAA	-	AAA
Banco do Nordeste	AA	AAA	AAA
Banco Pine	A	A+	-
Bank of America	-	-	AAA
BNDES	AAA	AAA	AAA
BNP Paribas	-	-	AAA
Bradesco	AAA	AAA	AAA
BRB Banco de Brasília	BBB-	BBB-	CCC
Caixa Econômica Federal	AAA	AAA	AAA
Citibank	-	-	AAA
Goldman Sachs	-	-	AAA
HSBC	-	AAA	-
Itaú	AAA	-	AAA
JP Morgan	-	AAA	-
Mitsubishi UFJ ⁽¹⁾	A	A	A
Morgan Stanley	-	AAA	-
Safra	AAA	-	-
Santander	AAA	AAA	-
Scotiabank	AAA	-	-
Sumitomo Mitsui	-	AAA	AAA
Votorantim	AA+	-	AAA

(1) Mitsubishi Bank - MUFG possui *rating* somente em escala global.

1.2.3 Risco regulatório

Ambiente Regulatório

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

Equilíbrio Econômico-Financeiro das Concessões

Conforme definido na Lei nº 8.987/1995, o equilíbrio da concessão ocorre quando atendidas as condições previstas no contrato de concessão. No contrato foram estabelecidos os mecanismos de alteração das tarifas, que são o reajuste tarifário anual, a revisão tarifária periódica e a revisão tarifária extraordinária. Para preservar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, a ANEEL calcula e autoriza a aplicação de novas tarifas, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato.

Nos processos tarifários, são apurados pela ANEEL os valores das CVA's (Conta de compensação de variação de valores de itens da Parcela A) que cobrem a parte econômica das diferenças de preços da Parcela A (energia, transporte e encargos setoriais), frente a cobertura tarifária estabelecida pela ANEEL no processo tarifário anterior. Havendo possibilidade de desequilíbrio, está previsto também no contrato de concessão o direito à uma RTE (revisão tarifária extraordinária). Porém, o reconhecimento de algum desequilíbrio e a realização da RTE depende do atendimento a uma série de requisitos previstos no PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária).

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

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

Indicadores de Sustentabilidade Econômica e Financeira

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

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

A Superintendência de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado - SFF da ANEEL, identificou indicação de descumprimento dos indicadores de sustentabilidade econômico-financeira da controlada Neoenergia Brasília referente ao ano-base de 2023. Apesar das manifestações apresentadas pela Abradee e pela Companhia, solicitando ajustes metodológicos e a exclusão de eventos não recorrentes, a ANEEL manteve, em decisão de 11 de novembro de 2025, a necessidade de aporte de capital para atendimento ao critério regulatório. Em cumprimento à deliberação, a controladora Neoenergia S.A. realizou, em 13 de novembro de 2025, aporte de capital no valor de R\$ 1.148, devidamente aprovado em AGE. Desta forma, a controlada Neoenergia Brasília encontra-se adimplente em relação ao cumprimento dos indicadores de sustentabilidade econômico-financeira de 2023.

Os indicadores de sustentabilidade são apurados a partir dos dados econômico-financeiros referenciados da Contabilidade Regulatória, disponíveis para avaliação. Até o momento, as distribuidoras da Companhia vêm cumprindo todos os indicadores relevantes.

Indicadores de Continuidade do Fornecimento

A ANEEL acompanha a eficiência com relação à continuidade do fornecimento das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, sendo mensurado mediante a apuração, a cada ano civil, dos indicadores de continuidade coletivos DEC - Duração Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora e FEC - Frequência Equivalente de Interrupção de Origem Interna por Unidade Consumidora. Ocorrendo descumprimento dos limites regulatórios, o regulador pode tornar obrigatória a apresentação de um plano de resultados, em caso de descumprimento do indicador no primeiro ano, limitar o pagamento de dividendos e de juros sobre o capital próprio, em caso de descumprimento por dois anos consecutivos ou por três anos dentro dos últimos cinco anos de apuração. Em caso de reincidência, o regulador também pode abrir processo administrativo punitivo voltado à aplicação da penalidade de declaração de caducidade da concessão.

1.2.4 Risco associados à geração de energia

A energia comercializada pelo negócio de Geração depende das condições hidrológicas dos reservatórios e variações do recurso solar e eólico, impactado por condições climáticas. Além da variabilidade do recurso, a Companhia pode estar exposta a riscos associados à redução da geração decorrente de eventos por *curtailment* (restrições de geração por fatores externos) e indisponibilidade operacional, que podem comprometer as projeções de geração do negócio.

Períodos prolongados de escassez de chuva podem resultar na redução do volume de água dos reservatórios, reduzindo a geração hidrelétrica. A mitigação desse risco para as usinas hidrelétricas se dá pelo MRE, mecanismo financeiro de compartilhamento dos riscos hidrológicos entre as usinas participantes do Sistema Interligado Nacional - SIN. Para reduzir a exposição a este risco, a Companhia aderiu à proposta de repactuação do risco hidrológico.

A Companhia dispõe de ativos de geração que proporcionam diversificação dos recursos e complementariedade na sazonalidade, contribuindo para uma gestão mais eficiente do portfólio.

1.2.5 Seguros

A Companhia mantém coberturas de seguros, compatíveis com os riscos das atividades desenvolvidas, 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	Consolidado
		Importância Segurada
Risco Operacional ⁽¹⁾	31/05/2025 a 31/05/2026	R\$ 3.400
Terrorismo	01/06/2026 a 01/06/2026	R\$ 627
Responsabilidade Civil Geral ⁽²⁾	08/10/2024 a 31/05/2027	R\$ 44
	31/05/2025 a 31/05/2026	R\$ 257
D&O	01/06/2025 a 01/06/2026	R\$ 150
Empresarial	31/05/2025 a 31/05/2026	R\$ 71
Responsabilidade do explorador ou Transportador Aéreo RETA - Drones	31/05/2025 a 31/05/2026	R\$ 69
Responsabilidade Civil Ambiental	31/05/2025 a 31/05/2026	R\$ 36
Cibersegurança	01/06/2025 a 01/06/2026	R\$ 32
Transporte Nacional - Distribuidoras e Diesel	08/10/2024 a 08/10/2026	R\$ 3
Veículos – Executivo e Operacional	31/05/2024 a 31/05/2026	100% FIPE / RCF-V R\$ 1
Equipamentos ⁽³⁾	30/06/2025 a 26/12/2026	Valor Equipamento

(1) Risco operacional das subestações, usinas, parques eólicos e fotovoltaicos.

(2) Responsabilidade civil geral de todos os segmentos do Grupo Neoenergia.

(3) Equipamentos portáteis de medição e carregadores veículos elétricos.

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 normas contábeis internacionais (*IFRS Accounting Standards*), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) e de acordo com as

práticas contábeis adotadas no Brasil emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), aprovadas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC).

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

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

Na preparação dessas demonstrações financeiras, as controladas são consolidadas a partir da data em que a Companhia assume o controle até a data em que o controle cessa. Todas as transações entre a Neoenergia S.A e suas controladas diretas e indiretas são eliminadas integralmente. A participação da Companhia nos resultados dos investimentos em *joint ventures* e coligadas estão incluídos nas demonstrações financeiras a partir da data em que influência significativa ou controle conjunto começa, até a data em que cessa influência ou controle significativo. Todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e apenas essas informações, estão sendo evidenciadas e correspondem às utilizadas na gestão da Administração da Companhia.

A emissão dessas demonstrações financeiras foi autorizada pelo Conselho de Administração, em 11 de fevereiro de 2026.

2.2 Moeda funcional e moeda de apresentação

As demonstrações financeiras estão apresentadas em milhões de reais, exceto quando indicado de outra forma.

O real brasileiro é a moeda funcional da Neoenergia S/A e de todas as controladas, joint ventures e coligadas. As transações em moeda estrangeira são inicialmente registradas à taxa de câmbio em vigor na data da transação e convertidas pela taxa de câmbio vigente na data do balanço. Ganhos e perdas cambiais pela atualização de ativos e passivos são reconhecidos no resultado financeiro.

2.3 Políticas contábeis materiais e estimativas críticas

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

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
Erro! Fonte de referência não e	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
18	Fornecedores, contas a pagar a empreiteiros e contratos de convênio
19.3	Instrumentos financeiros derivativos
Erro! Fonte de referência não e	Provisão para processos judiciais
Erro! Fonte de referência não e	Obrigações com benefícios de aposentadoria

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 e potencialmente relevantes ao contexto operacional e financeiro da Companhia são os seguintes:

Alterações em pronunciamentos contábeis com vigência a partir de 2025:

Norma	Descrição da alteração	Vigência
Resolução CVM nº 223/ OCPC 10: Créditos de Carbono (tCO ₂ e), Permissões de emissão (<i>allowances</i>) e Crédito de Descarbonização (CBIO).	O objetivo desta orientação contábil é estabelecer os requisitos para o reconhecimento, mensuração e divulgação de créditos de carbono (tCO ₂ e), permissões de emissão (<i>allowances</i>) e créditos de descarbonização (CBIO) das entidades atuantes no mercado de capitais brasileiro. Consequentemente, visa reduzir a diversidade de práticas contábeis adotadas nas demonstrações financeiras.	01/01/2025, aplicação retrospectiva

A Companhia não identificou impactos relevantes na aplicação inicial em suas demonstrações financeiras.

Alterações em pronunciamentos contábeis com vigência a partir de 01/01/2026:

Norma	Descrição da alteração	Vigência
IFRS 7 (CPC 40): Divulgação de instrumentos financeiros/	As emendas estabelecem requerimentos de divulgação relativos a: (i) investimentos em participação societária mensurados a valor justo através dos outros resultados abrangentes, e (ii) instrumentos financeiros com características contingentes que não se relacionam diretamente com riscos e custos básicos de empréstimo.	01/01/2026, aplicação retrospectiva
IFRS 9 (CPC 48): Classificação e mensuração de instrumentos financeiros	As emendas estabelecem requerimentos relativos a: (i) liquidação de passivos financeiros por meio de sistema de pagamento eletrônico; e (ii) avaliar as características contratuais do fluxo de caixa dos ativos financeiros, incluindo aqueles com características ambientais, sociais e de governança (ASG ou ESG).	01/01/2026, aplicação retrospectiva
IFRS 18 (CPC 51): Apresentação e divulgação das Demonstrações Financeiras	A nova norma introduz três categorias definidas para receitas e despesas – operacionais, de investimento e de financiamento – para melhorar a estrutura da demonstração de resultados e exige que todas as entidades forneçam novos subtotais definidos, incluindo o lucro operacional. A estrutura melhorada e os novos subtotais darão aos investidores um ponto de partida consistente para analisar o desempenho das companhias. A IFRS 18 também exige que as	01/01/2027, aplicação retrospectiva

Norma	Descrição da alteração	Vigência
	<p>companhias divulguem explicações sobre as medidas específicas que estão relacionadas com a demonstração dos resultados, referidas como medidas de desempenho definidas pela Administração. Os novos requisitos irão melhorar a disciplina e a transparência das medidas de desempenho definidas pela Administração e provavelmente torná-las sujeitas a auditoria.</p> <p>A IFRS 18 (CPC 51) substituirá a IAS 1 (CPC 26): Apresentação das Demonstrações Financeiras.</p>	

A Companhia espera impactos substanciais na apresentação da Demonstração de Resultado e da Demonstração dos Fluxos de Caixa, originados pela aplicação da IFRS 18 (CPC 51). A Companhia está analisando os possíveis impactos referentes a este normativo em suas demonstrações financeiras.

Em relação aos demais 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.

Adicionalmente, em 31 de março de 2025, a CVM publicou a Resolução nº 227, que determina que as companhias abertas passem a elaborar e divulgar, de forma separada, um relatório de informações financeiras relacionadas à sustentabilidade para os exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2026. Esse relatório deverá observar os padrões internacionais estabelecidos nas normas IFRS S1 e IFRS S2, emitidas pelo *International Sustainability Standards Board* (ISSB). Essas normas foram traduzidas e emitidas no Brasil pelo Comitê Brasileiro de Pronunciamentos de Sustentabilidade (CBPS), sob os Pronunciamentos CBPS 01 e CBPS 02.

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

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

	Lucro líquido		Patrimônio líquido	
	2025	2024	2025	2024
Controladora	5.031	3.636	36.370	32.554
Capitalização encargos financeiros, líquidos ⁽¹⁾	(4)	(2)	81	85
Outros	4	1	-	(1)
Consolidado	5.031	3.635	36.451	32.638

(1) Capitalização de encargos financeiros de empréstimos e financiamentos, líquida dos tributos diferidos e amortizações, emitidos pela Controladora e repassados para suas subsidiárias, através de aumento de capital, para financiamento da construção de parques eólicos.

Nas demonstrações financeiras individuais, os investimentos em participações societárias, não se enquadram como ativos qualificável para capitalização de encargos financeiros.

4. INFORMAÇÃO POR SEGMENTO

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

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

4.1 Resultado por segmento

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

	Consolidado				
	2025				
	Redes	Renováveis	Liberalizados	Outros	Resultado
Receita bruta com terceiros	69.410	1.242	1.960	-	72.612
Receita bruta inter-segmentos	94	1.279	404	(1.777)	-
Deduções da receita bruta	(19.439)	(215)	(325)	-	(19.979)
Receita operacional, líquida	50.065	2.306	2.039	(1.777)	52.633
Custos e despesas operacionais ⁽¹⁾	(35.998)	(646)	(980)	(326)	(37.950)
Custos e despesas operacionais inter-segmentos ⁽¹⁾	(363)	(425)	(992)	1.780	-
Custos e despesas operacionais	(36.361)	(1.071)	(1.972)	1.454	(37.950)
Perdas de crédito esperadas	(559)	-	(1)	-	(560)
Ajuste valor justo/valor recuperável - Impairment	(58)	156	-	-	98
Resultado de participação societária	207	(142)	(2)	6	69
LAJIDA (EBITDA)	13.294	1.249	64	(317)	14.290
Depreciação e amortização ⁽²⁾	(2.328)	(424)	(39)	(228)	(3.019)
Lucro operacional	10.966	825	25	(545)	11.271
Resultado financeiro, líquido	(5.643)	(57)	22	(129)	(5.807)
Tributos sobre o lucro	(279)	(153)	(3)	28	(407)
Lucro líquido	5.044	615	44	(646)	5.057

	Consolidado				
	2024				
	Redes	Renováveis	Liberalizados	Outros	Resultado
Receita bruta com terceiros	64.689	1.141	1.541	-	67.371
Receita bruta inter-segmentos	88	1.291	996	(2.375)	-
Deduções da receita bruta	(17.741)	(215)	(422)	-	(18.378)
Receita operacional, líquida	47.036	2.217	2.115	(2.375)	48.993
Custos e despesas operacionais ⁽¹⁾	(33.834)	(530)	(956)	(295)	(35.615)
Custos e despesas operacionais inter-segmentos ⁽¹⁾	(1.140)	(267)	(972)	2.379	-
Custos e despesas operacionais	(34.974)	(797)	(1.928)	2.084	(35.615)
Perdas de crédito esperadas	(552)	-	-	-	(552)
Ajuste a valor justo/valor recuperável - Impairment	(76)	(201)	-	-	(277)
Resultado de participação societária	124	(156)	-	-	(32)
LAJIDA (EBITDA)	11.558	1.063	187	(291)	12.517
Depreciação e amortização ⁽²⁾	(2.101)	(421)	(52)	(242)	(2.816)
Lucro operacional	9.457	642	135	(533)	9.701
Resultado financeiro, líquido	(4.670)	(200)	15	(137)	(4.992)
Tributos sobre o lucro	(1.054)	10	(14)	31	(1.027)
Lucro líquido	3.733	452	136	(639)	3.682

(1) Não inclui depreciação e amortização.

(2) Inclui a amortização de mais valia.

4.2 Ativos por segmento alocados

	Consolidado 2025				
	Contas a receber	Ativo (passivo) financeiro setorial	Concessão de serviços públicos ^(I) e intangível	Investimentos em coligadas e joint ventures	Direito de uso e imobilizado
Redes	10.601	(1.162)	73.460	1.177	193
Renováveis	114	-	595	858	7.947
Liberalizados	212	-	46	7	929
Outros	-	-	2	-	57
Total	10.927	(1.162)	74.103	2.042	9.126

	Consolidado 2024				
	Contas a receber	Ativo (passivo) financeiro setorial	Concessão de serviços públicos ^(I) e intangível	Investimentos em coligadas e joint ventures	Direito de uso e imobilizado
Redes	9.799	(2.350)	62.878	973	170
Renováveis	128	-	2.055	858	9.545
Liberalizados	199	-	38	6	933
Outros	-	-	5	-	48
Total	10.126	(2.350)	64.976	1.837	10.696

4.2 Adições (execução econômica) aos principais ativos não circulantes

	2025		Consolidado 2024	
	Concessão de serviços públicos ^(I) e intangível	Investimentos, direito de uso e imobilizado	Concessão de serviços públicos ^(I) e intangível	Investimentos, direito de uso e imobilizado
Redes	10.610	90	9.932	43
Renováveis	-	132	-	211
Liberalizados	-	159	-	30
Outros	-	14	-	20
Total	10.610	395	9.932	304

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

5. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Consolidado			
	Redes	Renováveis	Liberalizados	Total
Fornecimento de energia elétrica (nota 5.1)	23.187	1.150	1.587	25.924
Disponibilidade da rede elétrica ⁽¹⁾	28.639	-	-	28.639
Disponibilidade do sistema de geração	-	-	247	247
Construção de infraestrutura da concessão ⁽²⁾	10.422	-	-	10.422
Câmara de Comercialização de Energia – CCEE	1.155	75	41	1.271
Valor de reposição estimado da concessão ⁽³⁾	1.596	-	-	1.596
Remuneração do ativo contratual	1.683	-	-	1.683
Efeitos de ativos e passivos financeiros setoriais (nota 5.2)	1.792	-	-	1.792
Outras receitas (nota 5.3)	936	17	85	1.038
Receita operacional bruta	69.410	1.242	1.960	72.612
(-) Deduções da receita bruta (nota 5.4)	(19.439)	(215)	(325)	(19.979)
Receita operacional líquida	49.971	1.027	1.635	52.633

	Consolidado			
	Rede	Renováv	Liberalizad	Total
Fornecimento de energia elétrica (nota 5.1)	22.99	1.074	1.369	25.43
Disponibilidade da rede elétrica ⁽¹⁾	27.99	-	-	27.99
Disponibilidade do sistema de geração	-	-	58	58
Construção de infraestrutura da concessão ⁽²⁾	9.942	-	-	9.942
Câmara de Comercialização de Energia – CCEE	847	53	46	946
Mecanismo de venda excedente – MVE	16	-	-	16
Valor de reposição estimado da concessão ⁽³⁾	1.504	-	-	1.504
Remuneração do ativo contratual	1.234	-	-	1.234
Efeitos de ativos e passivos financeiros setoriais (nota 5.2)	(728)	-	-	(728)
Outras receitas (nota 5.3)	892	14	68	974
Receita operacional bruta	64.68	1.141	1.541	67.371
(-) Deduções da receita bruta (nota 5.4)	(17.74)	(215)	(422)	(18.37)
Receita operacional líquida	46.94	926	1.119	48.99

(1) A receita com Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) refere-se basicamente a cobrança de tarifa pelo uso da rede de distribuição, para consumidores cativos R\$ 22.928 (R\$ 22.808 em 31 de dezembro de 2024) e livres R\$ 5.711 (R\$ 5.182 em 31 de dezembro de 2024).

(2) Em 31 de dezembro de 2025, o total da Receita de construção da infraestrutura da concessão, no montante de R\$ 6.676 e R\$ 3.623 (Em 31 de dezembro de 2024 R\$ 5.419 e R\$ 4.523) refere-se a receita de construção das distribuidoras e das transmissoras, respectivamente.

(3) Atualização do ativo financeiro decorrente da parcela indenizável da concessão, pela Base de Remuneração Regulatória (BRR).

Reajuste e Revisão tarifária em 2025

Em 2025, quatro distribuidoras passaram por Reajuste Tarifário Anual (RTA) e uma passou por Revisão Tarifária Periódica (RTP), conforme demonstrado abaixo:

	Neoenergia Coelba	Neoenergia Cosern	Neoenergia Pernambuco	Neoenergia Elektro	Neoenergia Brasília
Consumidores alta tensão	1,88%	-0,33%	3,00%	12,39%	13,82%
Consumidores baixa tensão	2,53%	-0,30%	-7,10%	11,62%	10,88%
Reajuste médio na tarifa	2,05%	-0,32%	0,61%	11,88%	11,65%
Modelo do processo:	RTA	RTA	RTP	RTA	RTA
Nº da resolução homologatória	3.443	3.442	3.451	3.510	3.542
Data da resolução homologatória	22/04/2025	22/04/2025	29/04/2025	27/08/2025	22/10/2025

5.1 Fornecimento de energia elétrica

		Consolidado
	2025	2024
Residencial	22.489	22.575
Comercial	7.839	8.837
Industrial	4.091	4.255
Rural	2.707	2.642
Poder público	2.760	2.710
Iluminação pública	1.348	1.331
Serviços públicos	997	1.317
Fornecimento não faturado	272	(9)
Transferência-Disponibilidade da rede elétrica ⁽¹⁾	(22.399)	(22.577)
Subvenções e subsídios governamentais ⁽²⁾	5.820	4.354
Total	25.924	25.435

(1) Receitas referentes a disponibilidade da infraestrutura da rede elétrica, calculadas com base na TUSD por classe de consumo, reajustadas conforme resoluções homologatórias.

(2) A Lei nº 12.783/2013 determinou que os recursos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários passassem a ser subsidiados integralmente por recursos oriundos da CDE, sendo: (i) R\$ 1.923 (R\$ 1.361 em 31 de dezembro de 2024) referente à subvenção baixa renda; (ii) R\$ 3.580 (R\$ 2.499 em 31 de dezembro de 2024) referente à subvenção CDE; (iii) R\$ 284 (R\$ 294 em 31 de dezembro de 2024) referente à subvenção CCRBT; (iv) R\$ 33 (R\$ 201 em 31 de dezembro de 2024) referente à subvenção Modicidade Eletrobras.

5.2 Efeitos de ativos e passivos financeiros setoriais

		Consolidado
	2025	2024
CVA e Neutralidade		
Energia ⁽¹⁾	1.577	791
Encargos do serviço do sistema – ESS ⁽²⁾	(329)	246
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE ⁽³⁾	549	(199)
TUST ⁽⁴⁾	55	(426)
Neutralidade de encargos setoriais	263	(111)
PROINFA	58	16
Subtotal	2.173	317
Componentes financeiros e Subsídios		
Repasse de sobrecontratação ⁽⁵⁾	(666)	(1.282)
Risco hidrológico	127	(5)
Ultrapassagem de Demanda/ Excedente Reativo ⁽⁶⁾	(269)	(312)
Diferimento de reajuste ⁽⁷⁾	(311)	(221)
Modicidade Eletrobras ⁽⁸⁾	58	175
Crédito Pis/Cofins sobre ICMS ⁽⁹⁾	565	792
Bandeira escassez hídrica	-	(348)
Financeiro CDE GD	176	-
MMGD s/ Perdas Não Técnicas ⁽¹⁰⁾	(97)	97
RTE Covid	-	171
Outros	36	(112)
Subtotal	(381)	(1.045)
Total	1.792	(728)

(1) CVA ativa, decorrente da constituição 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, resultando em um aumento da CVA a receber neste ano, e referente a amortização dos saldos reconhecidos pela ANEEL nos processos tarifários em 2024 e 2025;

(2) CVA passiva, decorrente da constituição das diferenças a menor entre os custos incorridos em relação à cobertura tarifária ANEEL, e referente a amortização dos saldos reconhecidos pela ANEEL no processo tarifário da Companhia em 2024 e 2025;

(3) CVA ativa, em função dos valores de quotas mensais das Contas de Desenvolvimento Energético – CDE, relativas às competências de janeiro a dezembro de 2025, a serem recolhidas pelas concessionárias de distribuição, resultando em um efeito de recebimento na tarifa;

- (4) CVA ativa, decorrente da constituição das diferenças a maior entre os custos incorridos em relação à cobertura tarifária ANEEL, em função da REH nº 3.482/2025, com vigência a partir de 1º de julho de 2025 até 30 de junho de 2026, que estabeleceu o reajuste das tarifas de uso do sistema de transmissão, e referente a amortização dos saldos reconhecidos pela ANEEL nos processos tarifários em 2024 e 2025;
- (5) A Companhia apurou o ajuste financeiro de sobrecontratação, sendo reconhecido o valor a menor entre os períodos, decorrente da constituição destinada a anular os efeitos sobre o resultado obtido com a compra e venda do excedente de energia no mercado de curto prazo e da amortização dos saldos homologados entre os processos de reajuste tarifário;
- (6) Constituição passiva referente a Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos, conforme Submódulo 2.1 do PRORET;
- (7) Referente à reversão, no ciclo 2024/2025, dos valores considerados no processo tarifário, em função do diferimento associado aos pagamentos referentes à potência contratada de Itaipu, nos termos dos Decretos nº 10.665/2021 e 11.027/2022;
- (8) Referente ao aporte à CDE realizado pela Eletrobrás com repasse às distribuidoras e destinado a modicidade tarifária, conforme a Lei nº 14.182/2021 e o Despacho ANEEL nº 1.239/2024 e nº 1.536/2025, e referente a amortização dos saldos reconhecidos pela ANEEL nos processos tarifários de 2024, sendo contabilizado pela companhia o ativo de R\$ 58 em 31 de dezembro de 2025;
- (9) Reconhecimento da antecipação da reversão dos valores oriundos de créditos decorrentes da exclusão do ICMS da base de cálculo PIS/COFINS, como componente financeiro negativo extraordinário, a ser compensado com base no recolhimento dos tributos pelo montante total habilitado pela Receita Federal do Brasil – RFB;
- (10) CVA passiva decorrente da constituição de componente financeiro referente aos efeitos Micros e Minigeração Distribuída nas Perdas Não Técnicas, definidos na Consulta Pública 9 de 2024;

5.3 Outras receitas

		Consolidado
	2025	2024
Arrendamentos e aluguéis	635	600
Receita de operação e manutenção	176	156
Renda da prestação de serviços	171	135
Ganho/perda na RAP	39	(18)
Comissão serviços de terceiros	55	63
Administração de faturas de fraudes	10	9
Operações fotovoltaicas	-	3
Serviço taxado	26	24
(-) Compensações regulatórias	(86)	(22)
Outras receitas	12	24
Total	1.038	974

5.4 Deduções de receita bruta

		Consolidado
	2025	2024
Tributos		
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS	(8.511)	(8.574)
Programa de Integração Social – PIS e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS	(5.215)	(4.911)
Imposto sobre Serviços – ISS	(47)	(46)
	(13.773)	(13.531)
Encargos setoriais		
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(5.209)	(4.148)
Programa de eficiência energética – PEE	(181)	(171)
Encargos do consumidor – PROINFA e CCRBT	(525)	(246)
Outros encargos ⁽¹⁾	(291)	(282)
	(6.206)	(4.847)
Total	(19.979)	(18.378)

- (1) Consideram os seguintes encargos: Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico-FNDCT, Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia Elétrica – TFSEE.

5.5 Política contábil material e julgamentos críticos

(a) Política contábil material

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

A receita de fornecimento de energia elétrica é mensurada conforme o calendário de leitura estabelecido, considerando a quantidade de energia consumida pelo cliente e a tarifa de energia vigente. A Companhia comercializa energia elétrica em dois ambientes: (i) no Ambiente de Contratação Livre (ACL), cuja negociação é direta entre as partes por meio de contratos bilaterais, com preços e condições livremente pactuados; e (ii) no Ambiente de Contratação Regulado (ACR), onde há comercialização para agentes distribuidores, conforme regras regulatórias aplicáveis.

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

A receita de construção de infraestrutura da concessão (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, geralmente refletindo o percentual de obra completada para o qual existe baixa probabilidade de reversão do valor devido pelo cliente, considerando o atendimento de um dos seguintes critérios: (i) o cliente recebe e consome simultaneamente os benefícios gerados; (ii) a obrigação de desempenho cria ou melhora o ativo que o cliente controla a medida que o ativo é criado ou melhorado; (iii) a obrigação de desempenho não cria um ativo com um uso alternativo para a entidade e a Companhia possui direito executável ao pagamento pelo desempenho concluído até a data presente.

A Receita de remuneração do ativo contratual é reconhecida passagem do tempo pelo método da taxa efetiva de juros ao longo do tempo, com base na taxa implícita definida no início de cada projeto, após a alocação das margens de construção e operação.

A receita de operações de venda de energia na CCEE e transações no mercado de curto prazo são reconhecidos no momento da transação, sendo o preço vinculado ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

A receita de operação e manutenção é reconhecida conforme obrigação de desempenho executadas no período. No caso das concessões do serviço público das linhas de transmissão, o reconhecimento ocorre a partir da entrada em operação comercial até o término da concessão.

(b) Estimativas e julgamentos críticos

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

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

A taxa de juros implícita que remunera o ativo contratual varia entre 8% a.a. e 11% a.a. e a taxa interna de retorno utilizada para viabilidade dos projetos de transmissão varia entre 13% a.a. e 18% a.a., nominal e antes dos impostos.

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

6. CUSTOS COM ENERGIA ELÉTRICA

	Consolidado	
	2025	2024
Compra para revenda		
Energia adquirida no Ambiente de Contratação Regulado – ACR ⁽¹⁾	(10.206)	(8.956)
Energia adquirida no Ambiente de Contratação Livre – ACL	(806)	(614)
Custos Variáveis do Mercado de Curto Prazo – MCP ⁽²⁾	(2.490)	(1.507)
Energia curto prazo – PLD e MRE ⁽³⁾	(215)	(311)
Contratos por cotas de garantia física ⁽⁴⁾	(1.600)	(1.692)
Energia adquirida contrato bilateral ⁽⁵⁾	(1.522)	(1.311)
Energia Itaipu ⁽⁶⁾	(783)	(810)
Cotas das Usinas Angra I e Angra II	(639)	(713)
Energia Micro e Minigeração Distribuída – MMDG ⁽⁷⁾	(158)	(371)
Outros	(569)	(452)
Subtotal	(18.988)	(16.737)
Créditos de PIS e COFINS	1.757	1.616
Total	(17.231)	(15.121)
Encargos de uso dos sistemas de distribuição e transmissão		
Encargos de rede básica	(4.487)	(4.415)
Encargos de transporte Itaipu	(120)	(130)
Encargos de conexão	(318)	(314)
Encargos de uso do sistema de distribuição	(84)	(82)
Encargo de serviço do sistema – ESS ⁽⁸⁾	126	(200)
Encargo de energia de sistema – EER ⁽⁹⁾	(1.067)	(1.122)
Outros encargos	(67)	9
Subtotal	(6.017)	(6.254)
Créditos de PIS e COFINS	557	575
Total	(5.460)	(5.679)
Total dos custos com energia elétrica	(22.691)	(20.800)

PLD – Preço de Liquidação de Diferenças.

MRE – Mecanismo de Realocação de Energia.

(1) Aumento decorrente do início de novos contratos do 30º leilão de energia nova, reajustes das tarifas (R\$/MWh) dos geradores a partir de abril de 2025 e do menor volume de cessão de MCSD EN (o mecanismo atua como redução de despesa);

(2) Variação decorrente do aumento do PLD médio de 2025, comparado com o mesmo período de 2024, impactando no risco hidrológico e custos com disponibilidade (condomínio virtual);

(3) Redução decorrente de ajustes financeiros de recontabilizações de meses anteriores;

(4) Redução decorrente da descotização da Eletrobras, conforme PRT nº 544/GM/MME, de 30 de agosto de 2021, e da redução no Fator de Cotas

de 2025 (REH nº 3.150, de 09 de dezembro de 2022) em relação a 2024;

- (5) Variação decorrente do término da vigência do contrato da Termopernambuco (14/05/2024), além de reajuste da tarifa (R\$/MWh) do gerador a partir de abril de 2025;
- (6) Variação decorrente da redução da demanda (REH nº 3.836, de 19 de dezembro de 2024) e da Tarifa US\$/kW (REH nº 3.625/2024, de 19 de dezembro de 2024);
- (7) Corresponde ao saldo acumulado de energia injetada e ainda não compensada, pertencente aos clientes possuidores de usinas de geração fotovoltaica;
- (8) Redução do custo com ESS Brasil devido as contabilizações dos meses de março e abril 2025, em que a CCEE apontou a existência de um excedente financeiro no setor elétrico. Esse saldo positivo foi gerado, principalmente, pela diferença do PLD entre os submercados, o que possibilitou o alívio financeiro para os agentes com perfil consumo (distribuidoras). O excedente contribuiu para mitigar exposições financeiras negativas e encargos nos referidos meses. Além disso, permitiu a cobertura integral do alívio retroativo. e;
- (9) Redução no custo de Encargo de Energia de Reserva em função do aumento do PLD em 2025, comparado com 2024.

7. CUSTO DE CONSTRUÇÃO

	2025	Consolidado 2024
Material	(4.184)	(4.339)
Serviços de terceiros	(5.054)	(4.205)
Pessoal	(632)	(634)
Juros sobre obras em andamento	(106)	(78)
Outros	(523)	(527)
Obrigações especiais	563	245
Total	(9.936)	(9.538)
Custo de construção da infraestrutura de concessão		
Distribuidoras	(6.676)	(5.419)
Transmissoras	(3.260)	(4.119)

8. CUSTOS DE OPERAÇÃO E DESPESAS OPERACIONAIS

	Consolidado 2025		
	Custos de operação	Despesas com vendas	Outras receitas (despesas) gerais e administrativas
Pessoal e benefícios a empregados (nota 8.1)	(1.282)	(248)	(843)
Administradores	-	-	(87)
Serviços de terceiros (nota 8.2)	(1.318)	(108)	(797)
Operações fotovoltaicas	(11)	-	-
Depreciação e amortização (nota 8.3)	(2.628)	(4)	(387)
Combustível para produção de energia	(119)	-	-
Provisão para processos judiciais	-	-	(189)
Impostos, taxas e contribuições	(5)	-	(36)
Outras receitas e despesas, líquidas (nota 8.4)	(312)	(11)	43
Total	(5.675)	(371)	(2.296)
			(8.342)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)



	Consolidado		
	2024		
	Custos de operação	Despesas com vendas	Outras receitas (despesas) gerais e administrativas
			Total
Pessoal e benefícios a empregados (nota 8.1)	(1.325)	(151)	(819)
Administradores	-	-	(106)
Serviços de terceiros (nota 8.2)	(1.222)	(119)	(709)
Operações fotovoltaicas	(9)	-	-
Depreciação e amortização (nota 8.3)	(2.478)	(2)	(336)
Combustível para produção de energia	(219)	-	-
Provisão para processos judiciais	-	-	(170)
Impostos, taxas e contribuições	(2)	-	(34)
Outras receitas e despesas, líquidas (nota 8.4)	(303)	(14)	(75)
Total	(5.558)	(286)	(2.249)
			(8.093)

8.1 Pessoal e benefícios a empregados

	Consolidado	
	2025	2024
Remunerações	(1.180)	(1.142)
Encargos sociais	(501)	(485)
Plano de saúde	(316)	(314)
Participação nos resultados	(252)	(292)
Auxílio alimentação	(292)	(285)
Férias e 13º salário	(267)	(269)
Convênio assistencial e outros benefícios	(184)	(177)
Rescisões	(77)	(27)
Outros	(19)	(23)
Benefício pós-emprego	13	12
Transferências para ordens	702	707
Total	(2.373)	(2.295)

8.2 Serviços de terceiros

	Consolidado	
	2025	2024
Serviços técnicos e manutenções	(440)	(385)
Leitura de medidores, impressão e entrega de contas de energia elétrica	(311)	(300)
Tecnologia da informação	(213)	(209)
Contrato de uso de marca	(183)	(184)
Atendimento e teleatendimento	(175)	(177)
Corte, ligação e religação	(151)	(145)
Agente arrecadador e credenciado	(63)	(83)
Serviços jurídicos	(85)	(66)
Encerramento de ordem – Custo serviço prestado	(79)	(76)
Poda de árvore e limpeza faixa	(107)	(84)
Vigilância	(41)	(43)
Comunicação	(34)	(33)
Cobrança administração e negativação	(28)	(26)
Consultoria e auditoria	(16)	(21)
Inspeção técnica e perícia	(3)	(3)
Outros serviços	(311)	(232)
Subtotal	(2.240)	(2.067)
Crédito PIS e COFINS	17	17
Total	(2.223)	(2.050)

8.3

8.4 Depreciação e amortização

	Consolidado	
	2025	2024
Quota de depreciação e amortização	(3.048)	(2.853)
Baixa do valor residual de ativos intangíveis	(33)	(18)
Cota bens de renda	-	(1)
Subtotal	(3.081)	(2.872)
Crédito PIS/COFINS	62	56
Total	(3.019)	(2.816)

8.5 Outras receitas e despesas, líquidas

	Consolidado	
	2025	2024
Material	(320)	(302)
Perdas / alienação / desativação	(127)	(159)
Propaganda e publicidade	(63)	(73)
Despesas de viagem	(12)	(56)
Consumo próprio e energia elétrica	(63)	(61)
Seguros	(41)	(38)
Indenização danos elétricos	(29)	(28)
Alimentação	(24)	(21)
Arrendamento de Aluguéis	(15)	(17)
Multa por inadimplência	311	324
Recuperação de despesa	129	74
Outros	(26)	(35)
Total	(280)	(392)

9. RESULTADO FINANCEIRO

	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Receita financeira				
Renda de aplicações financeiras	920	883	116	112
(-) Tributos sobre receita financeira	(104)	(96)	(28)	(24)
Juros e encargos contas a receber de clientes e outros títulos	338	333	-	-
Atualização de depósitos judiciais	77	45	2	7
Atualização do ativo financeiro setorial	6	-	-	-
Benefícios pós-emprego e outros benefícios	5	2	-	-
Outras receitas financeiras	29	47	487	396
	1.271	1.214	577	491
Despesa financeira				
Encargos sobre instrumentos de dívida	(5.443)	(4.450)		(278)
Benefícios pós-emprego e outros benefícios	(107)	(96)	-	-
Atualização do passivo financeiro setorial	(221)	(162)	-	-
Atualização de provisões para processos judiciais	(124)	(186)	-	2
IOF	(26)	(15)	(7)	(1)
Outras despesas financeiras	(439)	(341)	(136)	(101)
	(6.360)	(5.250)	(409)	(378)
Outros resultados financeiros, líquidos				
Perdas com variações cambiais e marcação a mercado – Dívida	(1.269)	(3.757)		(925)
Ganhos com variações cambiais e marcação a mercado – Dívida	2.554	1.146	650	129
Perdas com instrumentos financeiros derivativos (nota 19.3.b)	(3.495)	(1.706)		(366)
Ganhos com instrumentos financeiros derivativos (nota 19.3.b)	1.342	3.398	200	920
Perdas com variações cambiais e monetárias	(309)	(307)	-	(9)
Ganhos com variações cambiais e monetárias	459	270	-	1
	(718)	(956)		(250)
Resultado financeiro, líquido	(5.807)	(4.992)	(128)	(137)

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
	2025	2024
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	5.464	4.709
Tributos sobre o lucro às alíquotas da legislação - 34%	(1.843)	(1.601)
Ajustes que afetaram o cálculo dos tributos sobre o lucro:		
Benefício tributário sobre os juros sobre capital próprio	122	165
Incentivos fiscais	244	409
Diferença de presunção de base do lucro presumido	51	90
Adições (reversões) de ativos fiscais não reconhecidos	203	39
Atualização SELIC indêbitos tributários ⁽¹⁾	917	-
Outras adições (reversões)	(101)	(129)
Tributos sobre o lucro	(407)	(1.027)
Alíquota efetiva	7%	22%
Corrente	(178)	(671)
Diferido	(229)	(356)

- (1) A Companhia havia concluído pelo não reconhecimento de créditos fiscais de IRPJ e CSLL, referentes à atualização monetária de indêbitos tributários relacionados com a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS das Distribuidoras de Energia do Grupo. Porém, no ano-calendário de 2025, a Administração reavaliou entendimento em função de mudança na interpretação de fatos e circunstâncias jurídico tributárias, resultando no reconhecimento de créditos tributários de IRPJ e CSLL.

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	
	2025	2024
Prejuízo fiscal (inclui base negativa)	2.095	1.035
Mais-valia e provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido	167	237
Diferenças temporárias:		
Mais-valia vinculada ao imobilizado e intangível / Combinação de negócios	101	(591)
Obrigações com benefícios pós-emprego	321	306
Provisão para processos judiciais	383	391
Perdas estimadas de créditos - Contas a receber	369	344
Direito de uso da concessão receita de ultrapassagem	78	88
PLR	91	106
Valor justo de ativos financeiros indenizáveis	(3.462)	(2.920)
Capitalização de juros de dívida	(201)	(124)
Depreciação acelerada	(27)	(29)
Valor justo de instrumentos financeiros	(27)	51
Risco hidrológico (GSF)	(36)	(59)
Margem na construção e remuneração do ativo de contrato	(944)	(467)
Outros	108	233
Total	(984)	(1.399)
Ativo não circulante	1.402	1.087
Passivo não circulante	(2.386)	(2.486)

As variações dos tributos diferidos são as seguintes:

	Consolidado	
	Ativo	Passivo
Saldo em 31 de dezembro de 2024	1.087	(2.486)
Efeitos reconhecidos no resultado	525	(754)
Efeitos reconhecidos nos outros resultados abrangentes	(14)	(2)
Transferências entre ativos e passivos	(199)	199
Reclassificação para Passivos diretamente associados a ativos não circulante mantidos para venda (nota 15.3)	3	657
Saldo em 31 de dezembro de 2025	1.402	(2.386)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	885	(1.871)
Efeitos reconhecidos no resultado	201	(557)
Efeitos reconhecidos nos outros resultados abrangentes	4	(60)
Transferências entre ativos e passivos	(1)	1
Reclassificação para Passivos diretamente associados a ativos não circulante mantidos para venda (nota 15.3)	(2)	1
Saldo em 31 de dezembro de 2024	1.087	(2.486)

A Administração considera que os créditos fiscais diferidos ativos serão realizados na proporção dos lucros tributáveis futuros, baseados nas projeções do planejamento estratégico. Em 31 de dezembro de 2025, a expectativa de realização dos ativos fiscais diferidos reconhecidos está apresentada como segue:

	2026	2027	2028	2029	Entre 2030 e 2034	Entre 2035 e 2039	Consolidado 2040 em diante
Ativo fiscal diferido	14	11	24	32	601	471	249

10.1.3 Tributos correntes ativos e passivos

	2025	Consolidado 2024
IRPJ	727	649
CSLL	249	58
Ativo	976	707
Circulante	584	404
Não circulante	392	303

	2025	Consolidado 2024
IRPJ	63	71
CSLL	56	84
Passivo	119	155
Circulante	113	132
Não circulante	6	23

10.1.4 Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro

Em 31 de dezembro de 2025 e 2024, a Companhia possuía R\$ 3 e R\$ 23, respectivamente, reconhecidos na linha de tributos sobre o lucro a recolher, referente ao impacto das posições tributárias incertas registradas no passivo não circulante.

Em 2025 a Companhia constituiu créditos tributários referentes à atualização monetária de indêbitos fiscais, em decorrência de mudança na interpretação de fatos e circunstâncias jurídico-tributárias. Essa alteração resultou no reconhecimento de créditos tributários no montante atualizado de R\$ 873.

O procedimento adotado pela Companhia encontra respaldo em decisões proferidas pelos tribunais superiores. A Administração, juntamente com seus assessores jurídicos, entende que é provável o tratamento tributário seja aceito pelas autoridades competentes.

Além das incertezas tributárias no tratamento dos tributos sobre o lucro que foram reconhecidos, em 31 de dezembro de 2025 e 2024, a Companhia possui o montante de R\$ 3.607 e R\$ 3.992, 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\$ 3.187 (R\$ 3.606 em 31 de dezembro de 2024). A variação apresentada entre os períodos é decorrente de decisão proferida em agosto de 2025, referente a Acórdão do Tribunal Regional Federal da 5ª Região mantendo a sentença que julgou integralmente procedentes os pedidos da Neoenergia Pernambuco para

cancelar o crédito tributário no montante de R\$ 707. A discussão ainda está pendente de recursos da Procuradoria;

(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\$ 165 (R\$ 173 em 31 de dezembro de 2024).

10.1.5 Benefício fiscal – Mais-Valia PMIPL

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

	Consolidado	
	2025	2024
Saldo inicial do exercício	237	309
Amortização	(117)	(122)
Reversão	47	50
Saldo final do exercício	167	237

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		
	2026	2027	2028
Controladas	70	59	38

10.1.6 Política contábil material e julgamentos críticos

(a) Política contábil material

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 nas alíquotas vigentes no Brasil e reconhecidos considerando as diferenças temporárias entre os valores contábeis e as bases fiscais dos ativos e passivos, bem como os prejuízos fiscais apurados. Ativos e passivos fiscais são compensados quando existe direito legalmente exequível para tal compensação e quando ambos se referem à mesma autoridade fiscal e à mesma entidade tributável. A apuração do imposto de renda é positivamente influenciada pelos incentivos fiscais da SUDENE (região Nordeste) e SUDAM (região Norte), que concedem redução de até 75% do IRPJ, calculada sobre o lucro da exploração.

Os tributos diferidos ativos reconhecidos nas demonstrações financeiras baseiam-se em estudos técnicos, preparados pela Administração, que suportam a expectativa de lucros tributários futuros. Os tributos diferidos passivos são imediatamente reconhecidos nas demonstrações financeiras.

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

(b) Estimativas e julgamentos críticos

É necessário julgamento crítico para determinar as principais premissas utilizadas na mensuração dos tributos diferidos ativos, considerando as premissas e estimativas de fluxos de caixa projetados, o montante dos créditos tributários reconhecidos 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) premissas externas sobre o cenários macroeconômicos, incluindo perspectivas de demanda comercial e o ambiente tributário.

Essas premissas são elaboradas e fundamentadas pela Administração, considerando os cenários econômicos, comerciais e tributários, e estão sujeitos a alterações.

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

10.2 Outros tributos

10.2.1 Outros tributos a recuperar

	Consolidado	
	2025	2024
Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	1.088	935
Programa de Integração Social - PIS (nota 10.3)	455	535
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS (nota 10.3)	2.233	2.599
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	83	21
Outros	18	16
Outros tributos a recuperar	3.877	4.106
Circulante	1.370	1.246
Não circulante	2.507	2.860

10.2.2 Outros tributos e encargos setoriais a recolher

	Consolidado	
	2025	2024
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços – ICMS	591	532
Programa de integração social – PIS	360	276
Contribuição para o financiamento da seguridade social – COFINS	1.657	1.276
Impostos e contribuições retidos na fonte	135	142
Outros	136	71
Outros tributos a recolher	2.879	2.297
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	197	173
Programa de Eficiência Energética – PEE	205	165
Outros	90	122
Encargos Setoriais	492	460
Total outros tributos e encargos setoriais a recolher	3.371	2.757
Circulante	1.402	1.240
Não circulante	1.969	1.517

10.3 Ressarcimento a consumidores – Tributos Federais

A Companhia constituiu um ativo a recuperar de PIS e de COFINS e um passivo correspondente, que está sendo integralmente repassado aos consumidores através dos processos tarifários anuais, conforme determina a Lei nº 14.385/22.

A constitucionalidade dessa Lei foi questionada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE, através da Ação Direta de Inconstitucionalidade (ADIN) nº 7.324, e acabou ratificada pelo Supremo Tribunal Federal - STF em julgamento finalizado em 14 de agosto de 2025, no qual também foi determinada a observância de um prazo prescricional de 10 (dez) anos para a devolução desses valores aos consumidores. O acórdão dessa decisão foi publicado em 10 de dezembro de 2025.

No entanto, remanesceram pontos de contrariedade, imprecisões e ambiguidade no acórdão, passíveis de esclarecimento, a exemplo da forma de contagem do prazo prescricional, o marco inicial e a abrangência da irrepetibilidade dos valores eventualmente já compensados ou devolvidos aos consumidores em montante superior ao efetivamente devido o que motivou iniciativa de oposição de embargos de declaração pela ABRADEE para dirimir tais dúvidas. A Administração da Companhia aguarda o julgamento desses embargos para uma eventual alteração das estimativas contabilmente reconhecidas até o momento.

O saldo dos valores passivos constituídos nas subsidiárias, atualizados pela taxa SELIC e descontados dos repasses já realizados, bem como a movimentação do período, estão demonstrados a seguir:

	Consolidado	
	2025	2024
Saldo inicial do exercício	2.898	3.349
Atualização monetária	224	222
Compensação	(711)	(672)
Saldo final do exercício	2.411	2.899

11. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Caixa e depósitos bancários à vista	335	367	-	-
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	3.810	3.622	1.651	1.230
Fundos de Investimento	4.308	3.741	68	295
Total	8.453	7.730	1.719	1.525

As carteiras de instrumentos financeiros classificados como caixa e equivalentes de caixa são constituídas visando melhor rentabilidade e o menor nível de risco. A remuneração média dessas carteiras em 31 de dezembro de 2025 é 99,88% (99,90% em 31 de dezembro de 2024) do CDI.

A carteira de aplicações financeiras, em 31 de dezembro de 2025 e 2024, é constituída, principalmente por fundos de investimentos exclusivos do Grupo Neoenergia, compostos por diversos ativos, conforme abaixo:

Carteira	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Fundos exclusivos				
Operações compromissadas	4.232	3.741	68	295
CDB	76	-	-	-
Total	4.308	3.741	68	295

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

12. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES E OUTROS

	Consolidado			Consolidado		
	2025			2024		
	Receível	Perda de créditos esperadas	Contas a receber, líquidos	Receível	Perda de créditos esperadas	Contas a receber, líquidos
Fornecimento de energia (nota 12.1)	10.597	(2.719)	7.878	9.785	(2.411)	7.374
Comercialização de energia na CCEE	133	-	133	182	-	182
Disponibilidade da rede elétrica	1.822	(8)	1.814	1.474	(6)	1.468
Subvenções e subsídio governamentais	636	-	636	734	-	734
Outros recebíveis	676	(210)	466	538	(170)	368
Total	13.864	(2.937)	10.927	12.713	(2.587)	10.126
Ativo circulante			10.484			9.663
Ativo não circulante			443			463

Operações de desconto de recebíveis (sem coobrigação)

Com o propósito de fortalecer a liquidez financeira, a Companhia realizou alienação para instituições financeiras de alguns títulos creditórios (recebíveis), e sem obrigação de regresso em caso de inadimplemento financeiro ou operacional do cliente original. A Companhia é o agente de cobrança e coletor do fluxo de caixa dos recebíveis alienados, mas não possui qualquer reponsabilidade nas alterações creditícias dos recebíveis, incluindo renegociações entre o cliente e a instituição financeira.

Durante os exercícios de 2025 e 2024, os recebíveis alienados e integralmente baixados representam um deslocamento positivo de caixa, na média, de 37 dias.

O valor dos recebíveis alienados e respectivo fluxo de caixa recebidos das instituições financeiras estão apresentados a seguir:

	Consolidado	
	2025	2024
Subvenções e subsídio governamentais	2.496	313
Valor de face antes da alienação	2.496	313
Fluxo de caixa recibo pela alienação	2.460	310
Deságio nominal praticado	1,44%	1,06%
Taxa equivalente prefixada	15,6% a.a.	12,9% a.a.

O efeito do deságio é reconhecido no resultado financeiro na linha Outras despesas financeiras, no momento da alienação.

Em 31 de dezembro de 2025 e 2024, a Companhia na função de agente de cobrança monitorava os valores a serem coletados e repassados para as instituições financeiras nos montantes de R\$922 e R\$313, respectivamente.

12.1 Fornecimento de energia

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

	2025		Consolidado 2024	
	Recebível	Perdas de créditos esperadas	Recebível	Perdas de créditos esperadas
Residencial	3.935	(1.668)	3.713	(1.433)
Comercial	1.501	(509)	1.455	(459)
Industrial	860	(262)	833	(247)
Rural	710	(208)	627	(193)
Poder público	534	(16)	510	(18)
Iluminação pública	324	(8)	339	(18)
Serviços públicos	354	(8)	342	(6)
Não faturado	2.379	(40)	1.966	(37)
Total	10.597	(2.719)	9.785	(2.411)

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

	2025		Consolidado 2024	
	Recebível	Perdas de créditos esperadas	Recebível	Perdas de créditos esperadas
A vencer	4.902	(113)	4.424	(126)
Saldos vencidos:				
Entre 1 e 90 dias	1.494	(85)	1.644	(105)
Entre 91 e 180 dias	347	(92)	351	(97)
Entre 181 e 360 dias	545	(219)	548	(224)
Acima de 361 dias	3.309	(2.210)	2.818	(1.859)
Total	10.597	(2.719)	9.785	(2.411)

12.2 Variação das perdas de créditos esperadas – PCE

	Consolidado	
	2025	2024
Saldo inicial do exercício	(2.587)	(2.244)
Efeito reconhecido no resultado do exercício	(560)	(552)
Baixa efetiva dos recebíveis incobráveis	210	209
Saldo final do exercício	(2.937)	(2.587)

12.3 Política contábil e julgamentos críticos

(a) Política contábil material

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

(b) Estimativas e julgamentos críticos

A Companhia mensura as perdas de crédito esperadas para contas a receber de curto prazo utilizando matriz de perda baseada em histórico de inadimplência, ajustada por informações atuais e projeções futuras, quando aplicável. Essa abordagem considera as características específicas de cada linha de negócio.

O negócio de distribuição de energia utiliza a abordagem de mensuração através de uma matriz de perda esperada que considera o histórico de inadimplência dos últimos 5 anos. São considerados os históricos de forma segregada por: (i) tipo de faturamento (regular e parcelado), e (ii) classe de consumo (residencial, industrial, comercial, rural, poder público, iluminação pública e serviço público). Para saldos vencidos acima de 12 meses, aplica-se perda integral, exceto para grandes consumidores com cobrança judicial, cuja análise é individual, considerando efetividade das negociações e situação financeira.

O negócio de geração de energia não apresenta histórico de inadimplência relevante. Devido às garantias exigidas em leilões e contratos bilaterais, a exposição ao risco de crédito é residual. A CCEE também controla inadimplências do setor, reduzindo ainda mais o risco. Assim, o nível de perdas esperadas crédito é considerado irrelevante.

O negócio de transmissão de energia não apresenta histórico de inadimplência relevante e, portanto, A matriz considera percentuais crescentes de provisão, podendo chegar a 100% para atrasos superiores a 12 meses. Mecanismos da ONS mitigam o risco de crédito, tornando as perdas irrelevantes.

O negócio de comercialização de energia e as empresas de serviços reconhecem a perda de crédito esperada com base no *rating* de seus clientes para os saldos a vencer e no pior *rating* de mercado para os saldos vencidos a mais de 360 dias.

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

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

	2025			Consolidado 2024		
	Direito	Obrigações	Efeito líquido	Direito	Obrigações	Efeito líquido
CVA e Neutralidade						
Energia	1.255	(232)	1.023	200	(759)	(559)
Encargo de Serviço Sistema – ESS	36	(99)	(63)	259	-	259
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	577	(22)	555	52	(182)	(130)
Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão -TUST	397	(7)	390	315	(10)	305
Neutralidade de encargos setoriais	122	(83)	39	14	(282)	(268)
Outros	47	-	47	3	(21)	(18)
Componentes Financeiros e Subsídios						
Repasse de sobrecontratação ⁽¹⁾	133	(906)	(773)	670	(644)	26
Risco hidrológico	-	(901)	(901)	-	(976)	(976)
Ultrapassagem de Demanda/ Excedente	2	(1.327)	(1.325)	88	(1.023)	(935)
Diferimento de reajuste	24	-	24	341	(319)	22
CDE Modicidade Eletrobrás	-	(44)	(44)	-	(93)	(93)
Crédito PIS/COFINS sobre ICMS ⁽²⁾	237	(562)	(325)	221	(423)	(202)
MMGD s/ Perdas Não Técnicas	-	-	-	96	-	96
RTE Covid	172	-	172	171	-	171
Outros	211	(192)	19	99	(147)	(48)
Total	3.213	(4.375)	(1.162)	2.529	(4.879)	(2.350)
Valores homologados pela ANEEL	775	(1.304)	(529)	1.598	(2.074)	(476)
Valores a serem homologados pela ANEEL	2.438	(3.071)	(633)	931	(2.805)	(1.874)
Total	3.213	(4.375)	(1.162)	2.529	(4.879)	(2.350)
Ativo circulante			206			-
Passivo circulante			(140)			(1.228)
Passivo não circulante			(1.228)			(1.122)

(1) Em 31 de dezembro de 2024 a Companhia apurou um passivo de R\$ 773, decorrente da 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 e da amortização dos saldos homologados entre os processos de reajuste tarifário;

(2) Em 27 de junho de 2022 foi publicada a Lei nº 14.385/2022, com o objetivo de disciplinar a devolução dos créditos do PIS COFINS sobre o ICMS, e que ensejou a Revisão Tarifária Extraordinária – RTE em 13 de julho de 2022. Esses mecanismos permitiram a antecipação da reversão dos valores desses tributos, como componente financeiro negativo, cujo diferimento para os próximos 12 meses, de abril de 2025 a março de 2026 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
		Efeito
Saldo em 31 de dezembro de 2024	2.529	(4.879)
Constituição ⁽¹⁾	3.735	(2.299)
Amortização (Índice de Reposicionamento Tarifário) ⁽²⁾	(1.741)	2.098
Atualização monetária	202	(417)
Transferências ⁽³⁾	(1.512)	1.122
Saldo em 31 de dezembro de 2025	3.213	(4.375)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	4.396	(5.429)
Constituição ⁽¹⁾	3.377	(3.612)
Amortização (Índice de Reposicionamento Tarifário) ⁽²⁾	(3.102)	2.611
Atualização monetária	305	(467)
Transferências ⁽³⁾	(2.447)	2.018
Saldo em 31 de dezembro de 2024	2.529	(4.879)

(1) Em 2025, a Companhia constituiu o saldo no montante de R\$ 1.436, com destaque para a CVA de sobrecontratação, em função da constituição destinada a anular os efeitos sobre o resultado obtido com a compra e venda do excedente de energia no mercado de curto prazo e da amortização dos saldos homologados entre os processos tarifários;

(2) Em 2025, a Companhia amortizou o montante de R\$ 357, decorrente dos saldos reconhecidos pela ANEEL nos processos tarifários em 2024 e 2025; e

(3) O efeito líquido refere-se, principalmente, às reclassificações do passivo tributário para o passivo regulatório dos créditos compensados, decorrentes da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS.

13.1 Política contábil e julgamentos críticos

(a) Política contábil material

Os ativos e passivos financeiros setoriais estão vinculados ao negócio de distribuição de energia elétrica, incluído no segmento Redes, e são originados da diferença entre os custos previstos pela ANEEL e incluídos na tarifa no início do período tarifário (Parcela A), e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa.

Essa diferença constitui um direito incondicional de receber caixa do Poder Concedente nos casos em que os custos previstos são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos previstos são superiores aos custos efetivamente incorridos.

Os ativos e passivos financeiros setoriais são mensurados ao custo amortizado (veja nota 25.1) e os ativos financeiros contemplam desde o seu reconhecimento inicial a expectativas de riscos de inadimplência e estimativas de glosa pelo poder concedente.

Os direitos e obrigações originados por consumidores detentores de microgeração ou minigeração distribuída que injetam energia na rede excedem a quantidade necessária para abater o próprio consumo naquele período equivale a um crédito de energia, que é reconhecido como um passivo a restituir aos consumidores durante o prazo máximo de 60 meses, findo o qual o montante não compensado deverá ser revertido para a modicidade tarifária. O efeito da energia injetada na apuração das Perdas Não Técnicas

(PNT) é calculado e contabilizado como um ativo regulatório. A diferença em relação ao montante do ativo e passivo a restituir é reconhecido como custo de energia.

(b) Estimativas e julgamentos críticos

O valor presente dos direitos e obrigações será liquidado no próximo período tarifário ou, em caso de extinção da concessão, eventuais saldos não recuperados ou não repassados serão incluídos na base de indenização prevista para o encerramento da concessão, por qualquer motivo.

A Companhia, com suporte de assessores econômicos e regulatórios, revisa anualmente as premissas e expectativas de homologação pelo Poder Concedente.

Os direitos e obrigações relacionados à microgeração ou minigeração distribuída são determinados com base no preço médio de compra da energia no período de injeção na rede elétrica.

14. CONCESSÕES DO SERVIÇO PÚBLICO

As atuais concessões de distribuição e transmissão não possuem 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.

A controlada Neoenergia Pernambuco, possui o direito de exploração da área de concessão pelos próximos 34,5 anos, dos quais os últimos 30 anos estão vinculados ao direito de uso da infraestrutura entre 30 de março de 2030 e 30 março de 2060, prorrogado antecipadamente em 17 de setembro de 2025.

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 25.5). Esses ativos apresentaram as seguintes movimentações no exercício:

	Consolidado	
	2025	2024
Saldo inicial do exercício	33.806	28.113
Baixas	(68)	(106)
Transferência ativo contratual ⁽¹⁾	4.087	4.289
Transferência ativo intangível ⁽²⁾	(6.428)	6
Ajustes a valor justo ⁽³⁾	1.596	1.504
Saldo final do exercício	32.993	33.806

(1) Transferência de parcela dos serviços de construção ou melhoria prestados à concessão, classificados anteriormente como ativo de contrato;

(2) Em setembro de 2025 a Neoenergia Pernambuco, controlada, exerceu o direito de prorrogar antecipadamente a concessão por mais 30 anos, além do período originalmente contratado. Com isso, no ato da assinatura do contrato, passou a deter o direito de explorar o

serviço público de distribuição de energia elétrica até 2060. Nesse contexto, o ativo financeiro foi utilizado como contrapartida para adquirir esse direito de prorrogar antecipadamente a concessão por mais 30 anos, no montante de R\$ 6.427, sendo este reclassificado para o ativo intangível

- (3) A Companhia realizou a reavaliação dos ativos incrementais (ativos adicionados ao sistema elétrico e contabilizado a partir da última RTP), aderente a legislação vigente pelo Submódulo 2.3 (Base de Remuneração Regulatória), PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária), com impacto de R\$ 234 em 2025. Adicionalmente, o valor justo está impactado com a variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, e pela adequação do ativo financeiro mediante laudo ANEEL - 6º ciclo na Neoenergia Pernambuco, se comparado ao mesmo período do ano anterior.

14.2 Ativo Contratual

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

	Consolidado			Consolidado		
	Transmissão	Distribuição	2025 Total	Transmissão	Distribuição	2024 Total
Circulante	1.432	-	1.432	912	-	912
Não circulante	17.866	5.617	23.483	13.576	4.113	17.689
Total	19.298	5.617	24.915	14.488	4.113	18.601
Concluído	12.964	-	12.964	6.450	-	6.450
Em execução	6.334	5.617	11.951	8.038	4.113	12.151

Esses ativos apresentaram a seguinte movimentação no exercício:

	Consolidado		
	Transmissão	Distribuição	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2024	14.488	4.113	18.601
Adições ⁽¹⁾	3.902	6.733	10.635
Baixas	-	(64)	(64)
Transferências - intangíveis em serviço ⁽¹⁾	-	(1.154)	(1.154)
Transferências - ativos financeiros ⁽¹⁾	-	(4.087)	(4.087)
Transferências - outros	-	76	76
Amortização do ativo contratual	(715)	-	(715)
Atualização monetária	1.683	-	1.683
Reclassificação para Ativo não circulante mantido para a venda (nota 15.3.a)	(60)	-	(60)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	19.298	5.617	24.915
Custo	19.298	6.156	25.454
Obrigações especiais	-	(539)	(539)

	Consolidado		
	Transmissão	Distribuição	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2023	9.110	4.043	13.153
Adições ⁽¹⁾	4.545	5.387	9.932
Baixas	-	(43)	(43)
Transferências - intangíveis em serviço ⁽¹⁾	-	(1.177)	(1.177)
Transferências - ativos financeiros ⁽¹⁾	-	(4.289)	(4.289)
Transferências - outros	-	192	192
Amortização do ativo contratual	(364)	-	(364)
Atualização monetária	1.234	-	1.234
Reclassificação para Ativo não circulante mantido para a venda (nota 15.3.a)	(37)	-	(37)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	14.488	4.113	18.601
Custo	14.488	4.552	19.040
Obrigações especiais	-	(439)	(439)

- (l) 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 exercício e deduzidos das obrigações especiais. Após a conclusão da obra, esses ativos são bifurcados entre ativo financeiro e intangível. A remensuração do ativo contratual das transmissoras compõe o saldo das adições.

O fluxo de caixa esperado de amortização do ativo de contrato da transmissão ocorrerá da seguinte forma:

	Consolidado
2026	1.305
2027	1.576
2028	1.394
2029	1.481
2030	1.545
Entre 2031 e 2035	8.624
Entre 2036 e 2040	10.383
2041 em diante	32.578
Total	58.886

14.3 Política contábil material e julgamentos críticos

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

(a) Política contábil material

(i) Distribuidoras

De acordo com os contratos de concessão:

- Ao final da concessão os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente mediante pagamento de uma indenização.
- O preço é regulado através de mecanismo de tarifa estabelecido nos contratos de concessão com base em fórmula paramétrica (Parcelas A e B), bem como são definidas as modalidades de revisão tarifária, que deve ser suficiente para cobrir os custos, a amortização dos investimentos e a remuneração pelo capital investido.

Com base nas características estabelecidas nos contratos de concessão, a Administração de forma a refletir o negócio de distribuição, abrangendo:

- Investimentos do contrato de concessão em construção ou melhoria da infraestrutura são classificados como ativo de contrato. Os ativos de contrato são bifurcados entre ativo financeiro e ativo intangível, após a entrada em operação do investimento, ou do término da melhoria da infraestrutura.
- Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente.
- Parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) classificada como um ativo

intangível (nota 17) em virtude de sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos consumidores.

(ii) Transmissoras

De acordo com os contratos de concessão, a Companhia é responsável por transportar a energia dos centros de geração até os pontos de distribuição. Para cumprir essa responsabilidade, a transmissora possui duas obrigações de desempenho distintas: (i) construir e melhorar; e (ii) manter e operar a infraestrutura de transmissão.

Ao cumprir essas duas obrigações de desempenho (veja nota 5.5(a)), a transmissora de energia mantém sua infraestrutura de transmissão disponível para os usuários e em contrapartida recebe um fluxo de caixa denominado Receita Anual Permitida (RAP), durante toda a vigência do contrato de concessão. Estes recebimentos amortizam os investimentos feitos nessa infraestrutura de transmissão. Eventuais investimentos não amortizados geram o direito de indenização do Poder Concedente, exceto quando proibidos no contrato de concessão, e que receberá toda a infraestrutura de transmissão ao final do contrato de concessão.

O direito à contraprestação por bens e serviços condicionado ao cumprimento de obrigações de desempenho e não somente a passagem do tempo. Com isso, as contraprestações passam a ser classificadas como um ativo de contrato, e conforme o cumprimento das obrigações de desempenham são subsequentemente reclassificados para a contas a receber de clientes.

(b) Estimativas e julgamentos críticos

(i) Ativo financeiro da concessão (Distribuição)

Para mensuração do valor justo, a Companhia utiliza abordagem de custo de reposição baseado em preço atribuídos pela ANEEL, estipuladas para ativos inerentes a operações passíveis de indenização pelo poder concedente. As estimativas utilizadas consideram premissas observáveis no: (i) Banco de Preços Referenciais e Orçamento Referencial, ambos da ANEEL, e (ii) Banco de Preços da Companhia. Essas premissas podem ser significativamente diferentes das estimadas pela Administração no momento da indenização pelo Poder Concedente.

(ii) Ativo contratual (Transmissão)

Para mensuração do ativo de contratual a Companhia estima os fluxos de caixa futuros em bases nominais no início da concessão. Sendo as principais premissas: (i) o componente de inflação a ser adicionado ao fluxo de caixa da concessão, (ii) a taxa de desconto que reflita o componente de financiamento para o Poder Concedente, (iii) probabilidade de recebimento do direito à indenização dos ativos não amortizados ao longo da vigência do contrato.

O componente inflação realizado pode ser significativamente diferente das estimadas feitas pela Administração em relação efetiva no momento do recebimento da RAP.

A parcela do ativo contratual vinculada ao direito de indenização, aplicável aos leilões outorgados até o ano de 2019, é revisada sempre que a Administração obtém informações relevantes, internas ou externas, que possam impactar a estimativa de probabilidade de recebimento desse componente.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)



15. INVESTIMENTOS EM CONTROLADAS, COLIGADAS E JOINT VENTURES

15.1 Mutações ocorridas durante o exercício

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

	Joint ventures	Coligadas	Total Consolidado	Controladas	Total Controladora
Saldo em 31 de dezembro de 2024	979	858	1.837	32.385	34.222
Aumento de capital	1	2	3	4.062	4.065
Reclassificação para ativo mantido para venda (15.3)	-	-	-	(2.096)	(2.096)
Equivalência patrimonial em outros resultados abrangentes	-	-	-	33	33
Alienação de participação acionária - Neoenergia Itabapoana (nota 15.3)	115	-	115	-	115
Dividendos e JCP declarados	(118)	(12)	(130)	(4.730)	(4.860)
Outros	-	-	-	(9)	(9)
Equivalência Patrimonial	204	(141)	63	5.332	5.395
Equivalência patrimonial no resultado	204	(141)	63	5.535	5.598
Amortização da mais-valia	-	-	-	(203)	(203)
Ajuste a valor justo/valor recuperável - Impairment	-	154	154	(56)	98
Ajuste a valor justo de alienação da Neoenergia Itabapoana (nota 15.3.a)	-	-	-	2	2
Ajuste a valor justo de alienação da Geração Céu Azul (nota 15.3.b)	-	-	-	(58)	(58)
Reversão da provisão do valor recuperável (<i>Impairment</i>)	-	154	154	-	154
Saldo em 31 de dezembro de 2025	1.181	861	2.042	34.921	36.963
Saldo em 31 de dezembro de 2023	1.128	856	1.984	31.579	33.563
Aumento de capital	6	-	6	2.013	2.019
Resgate de ações	(198)	-	(198)	-	(198)
Reclassificação para ativo mantido para venda (15.3)	-	-	-	(1.030)	(1.030)
Equivalência patrimonial em outros resultados abrangentes	-	-	-	106	106
Dividendos e JCP declarados	(80)	(10)	(90)	(4.209)	(4.299)
Outros	-	-	-	(13)	(13)
Equivalência Patrimonial	123	(155)	(32)	4.383	4.351
Equivalência patrimonial no resultado	123	(155)	(32)	4.588	4.556
Amortização da mais-valia	-	-	-	(205)	(205)
Ajuste a valor justo/valor recuperável - Impairment	-	167	167	(444)	(277)
Ajuste a valor justo de alienação da Neoenergia Itabapoana (nota 15.3.a)	-	-	-	(76)	(76)
Ajuste a valor justo de alienação da Geração Céu Azul (nota 15.3.b)	-	-	-	(368)	(368)
Reversão da provisão do valor recuperável (<i>Impairment</i>)	-	167	167	-	167
Saldo em 31 de dezembro de 2024	979	858	1.837	32.385	34.222

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

	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Saldo inicial do exercício	7	61	711	669
Declarados	128	87	4.686	4.177
Recebidos	(106)	(141)	(4.739)	(4.135)
Saldo final do exercício	29	7	658	711

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)

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		Resultado de participação		Dividendos e JCP recebidos	
			2025	2024	2025	2024	2025	2024
Subsidiárias integrais	Redes ⁽¹⁾	100,00%	16.970	12.744	1.892	879	1.256	507
	Liberalizado	100,00%	1.612	1.605	133	166	115	63
	Renováveis	100,00%	6.029	8.009	585	757	772	760
	Outros	100,00%	9	9	(2)	(2)	-	-
Outras subsidiárias								
Neoenergia Coelba	Redes	98,98%	7.788	7.395	1.934	1.789	1.516	705
Neoenergia Elektro	Redes	99,68%	2.287	2.360	955	912	913	1.966
Afluentes T	Redes	90,18%	223	228	21	31	24	32
Oitis 2, 4 e 6 ⁽²⁾	Renováveis	94,93%	340	384	5	44	40	15
			35.258	32.734	5.523	4.576	4.636	4.048
Coligadas e joint ventures								
Neoenergia Transmissão	Redes	50,00%	1.177	974	206	123	103	86
Carbon 2 Nature	Liberalizado	49,00%	4	6	(2)	-	-	-
Muçununga	Liberalizado	24,50%	3	-	-	-	-	-
Norte Energia S.A.	Renováveis	10,00%	794	794	(154)	(167)	-	-
Energética Corumbá III ⁽³⁾	Renováveis	25,00%	64	63	13	12	3	10
			2.042	1.837	63	(32)	106	96
Transação entre os sócios			(337)	(349)	12	12	-	-
Total			36.963	34.222	5.598	4.556	4.742	4.144

- (1) Em agosto de 2024 a Companhia adquiriu 6,37% das ações da Neoenergia Cosern por meio do leilão da Oferta Pública de Ações, passando a ser titular de 100% das ações da investida.
- (2) Em janeiro de 2025, a Companhia, por meio de sua controlada Neoenergia Renováveis S.A., concluiu o Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças firmado com as subsidiárias da CCR S.A., alienando as seguintes participações acionárias: (a) 2,84% do capital social da Oitis 2; (b) 6,75% do capital social da Oitis 4; e (c) 5,25% do capital social da Oitis 6. O valor atualizado da transação recebido pela Neoenergia Renováveis S.A. foi de R\$ 24.
- (3) Em outubro de 2025 a Companhia arrematou no leilão realizado na B3 o lote correspondente a 37,5% do capital social da Energética Corumbá III (ECIII), anteriormente pertencente à Companhia Celg de Participações. Com a conclusão da operação, a participação da Companhia na ECIII passará para 62,5%, se tornando uma controlada do grupo. A conclusão da transação depende do cumprimento de condições precedentes.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)



15.3 Ativos não circulante mantido para venda

	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Ativos não circulante mantido para a venda				
Energética Águas da Pedra ⁽¹⁾	2.861	-	2.096	-
Neoenergia Itabapoana ⁽²⁾	-	998	-	267
Geração Céu Azul ⁽³⁾	-	1.594	-	1.030
	2.861	2.592	2.096	1.297
Passivos diretamente associados a ativos não circulante mantido para venda				
Energética Águas da Pedra ⁽¹⁾	762	-	-	-
Neoenergia Itabapoana ⁽²⁾	-	732	-	-
Geração Céu Azul ⁽³⁾	-	543	-	-
	762	1.275	-	-
Total	2.099	1.317	2.096	1.297
Ativos não circulante mantido para a venda				
Energética Águas da Pedra ⁽¹⁾	2.099	-	2.096	-
Neoenergia Itabapoana ⁽²⁾	-	266	-	267
Geração Céu Azul ⁽³⁾	-	1.051	-	1.030

(1) No consolidado considera as eliminações de recebíveis de pela venda de energia R\$ 9 e dividendos a pagar R\$ 12.

(2) No consolidado considera as eliminações de recebíveis de pela disponibilidade do sistema de transmissão R\$ 1.

(3) No consolidado considera as eliminações de dividendos R\$ (21).

a) Neoenergia Itabapoana

Desde 2023, a Companhia vem negociando os termos para a venda da Neoenergia Itabapoana em consonância com os termos do *Framework Investment Agreement* ("FIA") assinado com a *Warrington Investment Pte. Ltd.* ("Warrington"), uma controlada pelo fundo soberano de Singapura (*Government of Singapore Investment Corporation* – "GIC"), em 25 de abril de 2023. Em dezembro de 2023 a Companhia reclassificou os saldos referentes a Neoenergia Itabapoana para a rubrica de ativo não circulante mantido para venda e passivos diretamente associados a ativo não circulante mantido para venda pelo menor valor entre o valor justo (líquido das despesas com vendas) e o valor de livros.

Em junho de 2024, a Neoenergia Itabapoana iniciou sua operação comercial e, desde então, houve tentativas de furto de materiais e equipamentos. Desta forma, tais eventos acabaram por resultar em um alongamento nas negociações para concretização da transação de venda da participação de 50% na Neoenergia Itabapoana.

Em 22 de abril de 2025, a Companhia e o fundo de investimentos Unique Power, detido pela *Warrington*, firmaram um contrato para a venda de 50% das novas ações da Neoenergia Transmissão S.A. (Neoenergia Transmissão). As novas ações da Neoenergia Transmissão serão emitidas através de aumento de capital, integralizado pela participação acionária de 100% da Companhia na Neoenergia Itabapoana, considerando *equity value* de R\$ 234.

Em 7 de agosto de 2025, a Companhia e o Unique Power cumpriram todas as suas condições precedentes e concluíram a operação, mediante alienação pela Companhia de 5,7% das ações da Neoenergia

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)



Transmissão por R\$ 115, valor que corresponde à 50% do valor da Itabapoana, utilizada pela Companhia para aumentar o capital social da Neoenergia Transmissão em R\$ 230.

Como resultado da transação, a Companhia e o GIC, de forma indireta, mantém o controle compartilhado com participação de 50% cada no portfólio de ativos da Neoenergia Transmissão, que passou a contar também com Itabapoana.

Portanto, a mutação dos saldos classificados à conta Ativos não circulantes mantidos para venda correspondente à participação em Itabapoana no período findo em 30 de setembro de 2025 foi conforme apresentada a seguir:

Saldo em 31 de dezembro de 2024	267
Ajustes ao valor da oferta	(30)
Outros ajustes do valor justo	(28)
Impacto total reconhecido à rubrica "Ajustes ao valor justo"	(58)
Mutações patrimoniais na Itabapoana	32
<i>Earn-out</i> transferido à outras contas a receber ⁽¹⁾	(11)
Valor transferido à conta investimentos	(115)
Caixa recebido pela venda	(115)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	-

(1) A Companhia mantém em aberto contas a receber do GIC no montante de R\$ 11, referentes à *Earn-Outs*, que deverão ser recebidos quando cumpridas as condições estabelecidas no SPA.

b) Geração Céu Azul

Em dezembro de 2024, a Companhia recebeu ofertas indicativas vinculantes para a compra da Geração Céu Azul, e desde então reclassificou os saldos referentes a Geração Céu Azul para a rubrica de ativo não circulante mantido para venda e passivos diretamente associados a ativo não circulante mantido para venda pelo menor valor entre o valor justo (líquido das despesas com vendas) e o valor de livros.

Em 05 de fevereiro de 2025, foi celebrado o *Share Purchase Agreement and Other Covenants* (Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças) (SPA) com a EDF Brasil Holding S.A. (EDF) e STOA S.A. (STOA), referente a operação de venda de totalidade das ações do capital social da controlada Geração Céu Azul S.A., que, por sua vez, detém uma participação de 70% no Consórcio Empreendedor Baixo Iguaçu ("CEBI"), pelo valor *equity value* de R\$ 1.000 (sendo R\$ 16 de *Earn-Out*), sujeito a ajustes de preços usuais, que inclui a atualização do *equity value* por CDI desde junho de 2024 até a data do *closing*.

Em 20 de fevereiro de 2025, a Copel Geração e Transmissão S.A. (Copel) exerceu o direito de preferência, de forma irrevogável e irretroatável, nos exatos termos do Termo de Adesão, para a aquisição da totalidade da participação direta da Neoenergia na Geração Céu Azul e, indiretamente, de sua participação correspondente a 70% (setenta por cento) no CEBI.

Em 30 de junho de 2025, a Companhia e a Copel cumpriram todas as suas condições precedentes e concluíram a operação, mediante alienação pela Companhia da totalidade das ações da Geração Céu Azul S.A. pelo valor total de R\$ 1.050.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)



A mutação dos saldos classificados à conta Ativos não circulantes mantidos para venda no período de 2025 foi conforme apresentado a seguir:

Saldo em 31 de dezembro de 2024	1.030
Ajustes ao valor da oferta	27
Outros ajustes do valor justo	(25)
Impacto total reconhecido à rubrica "Ajustes ao valor justo"	2
Mutações patrimoniais na Geração Céu Azul	4
<i>Earn-out</i> transferido à outras contas a receber ⁽¹⁾	(16)
Saldos a pagar à assessores transferidos à outras contas a pagar	19
Caixa recebido pela venda	(1.050)
Outros	11
Saldo em 31 de dezembro de 2025	-

(1) A Companhia mantém em aberto contas a receber da Copel no montante de R\$ 16, referentes à *Earn-Out* do SPA, conforme anteriormente mencionado, que será atualizado pelo IPCA e deverá ser recebido quando cumpridas as condições estabelecidas no SPA.

c) Energética Águas da Pedra S.A. (EAPSA)

Em novembro de 2025, a Companhia e a EDF Brasil Hidro Participações S.A. (EDF Hidro) celebraram o Contrato de Compra e Venda de Ações e outras Avenças, no qual a Companhia alienará a totalidade ações no capital da EAPSA considerando um *enterprise value* de R\$ 2.515, sujeito a ajustes usuais ao preço de venda.

Na mesma data, a Companhia celebrou com a EDF Brasil Holding S.A. (EDF Brasil) o Acordo de Investimento, por meio do qual a Companhia realizará um aporte de R\$ 94 na EDF Hidro para deter 25% de participação no capital social desta. Em até 2,5 anos da conclusão da venda da EAPSA, a EDF Brasil terá o direito de adquirir a totalidade das ações de emissão da EDF Hidro detidas pela Companhia, e a Companhia terá o direito de saída da sociedade, através do qual poderá alienar a totalidade de sua participação na EDF Hidro.

Desde então, a Companhia reclassificou os saldos dos ativos e passivos referentes a EAPSA para as rubricas "Ativo não circulante mantido para venda" e "Passivos diretamente associados a ativo não circulante mantido para venda" pelo valor de livros, que representa o menor valor na comparação com o valor justo (líquido das despesas com vendas) da EAPSA.

Em dezembro de 2025, a EDF Hidro efetuou o depósito de R\$ 275 na conta garantia ("*escrow account*"), controlada pela Companhia, a título de antecipação de parte do valor a ser pago pela venda das ações da EAPSA. Para fins das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2025, o referido valor foi reconhecimento na rubrica "Outros passivos" e a entrada do referido caixa apresentado na atividade de investimentos na demonstração do fluxo de caixa, na rubrica "Antecipação de caixa para alienação de investimento".

A conclusão da transação está sujeita a condições precedentes usuais desse tipo de transação, tais como obtenção de anuências do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), pela ANEEL, entre outras.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)



15.4 Informações selecionadas de *joint ventures* e coligadas

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

	2025		2024	
	Neoenergia Transmissão	Norte Energia	Neoenergia Transmissão	Norte Energia
Balanco patrimonial				
Caixa e equivalentes de caixa	117	1.565	100	1.228
Contas a receber de clientes	71	758	56	869
Concessão do serviço público (ativo contratual)	6.486	-	5.183	-
Imobilizado e intangível	17	37.685	17	39.614
Outros ativos	139	1.054	116	1.053
Total de ativos	6.830	41.062	5.472	42.764
Empréstimos e financiamentos	2.762	27.949	2.199	28.263
Contas a pagar a fornecedores	53	718	52	838
Outros passivos	1.662	4.308	1.274	4.076
Total de passivos	4.477	32.975	3.525	33.177
Patrimônio líquido	2.353	8.087	1.947	9.587

	2025		2024	
	Neoenergia Transmissão	Norte Energia	Neoenergia Transmissão	Norte Energia
Resultado do exercício				
Receita operacional, líquida	833	6.275	576	6.249
Lucro operacional antes do resultado financeiro	767	1.089	526	949
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	412	(1.544)	273	(1.676)
Outras informações				
Capital circulante líquido	549	(84)	489	(217)
Fluxo de caixa operacional	322	3.213	290	2.869
Depreciação e amortização	(2)	(1.891)	(1)	(1.768)

15.5 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 apresentados a seguir:

(i) Informações selecionadas do balanço patrimonial

	2025		
	Neoenergia Coelba	Neoenergia Elektro	Afluente T
Balanco patrimonial			
Caixa e equivalentes de caixa	2.355	381	28
Contas a receber de clientes	3.795	2.615	11
Instrumentos derivativos	232	71	-
Imobilizado e intangível	1.488	1.070	4
Outros ativos	27.991	8.943	301
Total de ativos	35.861	13.080	344

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)



	2025		
	Neoenergia Coelba	Neoenergia Elektro	Afluente T
Empréstimos e financiamentos	20.308	8.247	27
Contas a pagar a fornecedores	1.678	863	3
Instrumentos derivativos	406	54	3
Benefícios a empregados	883	67	-
Outros passivos	4.738	1.808	63
Total de passivos	28.013	11.039	96
Patrimônio líquido	7.848	2.041	247

	2024		
	Neoenergia Coelba	Neoenergia Elektro	Afluente T
Balanco patrimonial			
Caixa e equivalentes de caixa	1.525	745	7
Contas a receber de clientes	3.629	2.289	7
Instrumentos derivativos	710	230	-
Imobilizado e intangível	2.273	1.339	5
Outros ativos	23.146	7.408	324
Total de ativos	31.283	12.011	343
Empréstimos e financiamentos	16.308	7.265	31
Contas a pagar a fornecedores	1.352	814	6
Instrumentos derivativos	260	7	-
Benefícios a empregados	847	71	-
Outros passivos	5.092	1.841	53
Total de passivos	23.859	9.998	90
Patrimônio líquido	7.424	2.013	253

(ii) Informações selecionadas do resultado abrangente e outras informações

	2025		
	Neoenergia Coelba	Neoenergia Elektro	Afluente T
Resultado abrangente			
Receita operacional, líquida	18.380	9.977	49
Lucro operacional antes do resultado financeiro	4.220	2.271	32
Lucro líquido do exercício	1.954	958	24
Resultado abrangente total	22	80	-
Outras informações			
Capital circulante líquido	1.239	376	64
Fluxo de caixa operacional	1.771	620	47
Depreciação e amortização	1.060	451	-
Remuneração paga aos acionistas não controladores	14	3	-

	2024		
	Neoenergia Coelba	Neoenergia Elektro	Afluente T
Resultado abrangente			
Receita operacional, líquida	16.529	9.328	86
Lucro operacional antes do resultado financeiro	3.975	2.024	44
Lucro líquido do exercício	1.808	915	34
Resultado abrangente total	22	80	-

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)



	2024		
	Neoenergia Coelba	Neoenergia Elektro	Afluente T
Outras informações			
Capital circulante líquido	(327)	(142)	52
Fluxo de caixa operacional	2.859	1.582	(12)
Depreciação e amortização	966	393	-
Remuneração paga aos acionistas não controladores	6	7	11

15.6 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 2025 e 2024 os ativos que apresentaram indicativos prévios de deterioração ou perda de valor recuperável foram submetidos à análise para identificação de real impacto por possível perda por *impairment*.

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

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

Em 2020, a Companhia registrou um *goodwill* decorrente da aquisição da controlada Neoenergia Brasília, o qual é alocado à UGC de distribuição. O teste de *impairment* relativo a 2025 foi realizado com base nos fluxos de caixa projetados, considerando a taxa de desconto antes dos impostos de 9,31% a.a., no qual não houve perdas identificadas.

Em 2023, a Companhia registrou um *goodwill* decorrente da tomada de controle da EAPSA por meio da troca de ativos com a Eletrobras, o qual é alocado à UGC de hidrelétricas. Em 2024 a Companhia apurou os impactos do valor justo da Geração Céu Azul e baixou parte do *goodwill* gerado, em função da controlada fazer parte da mesma UGC.

Adicionalmente, a Companhia revisou o valor recuperável de sua participação de 10% da NESA, com base no método do fluxo de caixa gerado pela operação da UHE Belo Monte descontado à taxa de desconto antes dos impostos que reflete a WACC de 13,50% a.a., que leva em consideração as projeções dos fluxos de caixa cujas principais premissas são relacionadas às curvas de preço e garantia física em consonância com os volumes contratados no ACR e ACL e custos em nível adequado ao histórico, durante o prazo remanescente de concessão. Os testes do valor recuperável para os exercícios de 2025 e 2024 não apuraram a necessidade de adições tampouco reversões de perdas, sendo os efeitos positivos reconhecidos como ajustes ao valor justo nos montantes de R\$ 154 e R\$ 167, respectivamente, resultantes tão somente da realização das perdas por meio do resultado de equivalência patrimonial.

15.7 Política contábil material e julgamentos críticos

(a) Política contábil material

Combinação de negócios

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

Os ativos identificáveis adquiridos, os passivos assumidos, e passivos contingentes em uma combinação de negócios são mensurados inicialmente pelos seus valores justos na data da aquisição. Um *goodwill* surge quando há excesso entre a contraprestação transferida pela Companhia e os valores agregados dos componentes (i) a (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 subsidiárias 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.

Negócio em conjunto é aquele em que duas ou mais partes têm o controle conjunto estabelecido contratualmente, podendo ser classificado como uma operação em conjunto (*joint operation*) ou um empreendimento controlado em conjunto (*joint ventures*), dependendo dos direitos e obrigações das partes. Enquanto em uma operação em conjunto, as partes integrantes têm direitos sobre os ativos e obrigações sobre os passivos relacionados ao negócio, em um empreendimento controlado em conjunto, as partes têm direitos sobre os ativos líquidos do negócio. No segmento de renováveis, algumas atividades são conduzidas por operações em conjunto.

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.

Os investimentos em subsidiárias, empreendimentos controlados em conjunto e coligadas são avaliados pelo método da equivalência patrimonial a partir da data em que elas se tornam sua investida. Apenas os empreendimentos controlados em conjunto constituídos por meio de entidade veículo com personalidade jurídica própria são avaliadas pelo método da equivalência patrimonial. Para os demais negócios

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)



controlados em conjunto, a Companhia reconhece seus ativos, passivos e as respectivas receitas e despesas nestas operações.

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

Ativos não circulantes mantidos para venda

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

Quando os investimentos em participação societária de *joint ventures* ou coligadas, previamente classificado como Ativos não circulante mantidos para venda, não mais cumprir as condições requeridas para ser classificado como tal, a ele deve ser aplicado o método da equivalência patrimonial de modo retrospectivo, a partir da data de sua classificação como Ativos não circulante mantidos para venda.

(b) Estimativas e julgamentos críticos

Combinação de negócios

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

Ativos não circulantes mantidos para venda

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)



15.8 Relação das subsidiárias, coligadas e joint ventures

As empresas subsidiárias estão abaixo relacionadas:

Empresas	Atividade	Participação total	
		2025	2024
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – Neoenergia Coelba	Distribuição	98,98%	98,98%
Companhia Energética de Pernambuco – Neoenergia Pernambuco	Distribuição	100,00%	100,00%
Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Neoenergia Cosern	Distribuição	100,00%	100,00%
Elektro Redes S.A. – Neoenergia Elektro	Distribuição	99,68%	99,68%
Neoenergia Distribuição Brasília S.A.	Distribuição	100,00%	100,00%
Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A. – Afluente T	Transmissão	90,18%	90,18%
EKTT 10 A Serv. de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A.	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoenergia Estreito Transmissão De Energia Elétrica S.A.	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoenergia Alto Paranaíba Transmissão Energia Elétrica S.A.	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoenergia Guanabara Transmissão de Energia S.A.	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoenergia Lagoa dos Patos Trans. de Energia S.A.	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoenergia Morro do Chapéu Transmissão e Energia S.A.	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoenergia Paraíso Transmissão de Energia Elétrica S.A.	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoenergia Vale do Itajaí Transmissão de Energia S.A.	Transmissão	100,00%	100,00%
Potiguar Sul Transmissão de Energia S.A. – Potiguar Sul	Transmissão	100,00%	100,00%
Neoenergia Smart	Comercialização	100,00%	100,00%
NC Energia S.A.	Comercialização	100,00%	100,00%
Termopernambuco S.A.	Geração Térmica	100,00%	100,00%
Bahia Pequena Central Hidrelétrica S.A. – Bahia PCH II	Geração hidráulica	100,00%	100,00%
Energética Águas da Pedra S.A. – EAPSA ⁽¹⁾	Geração hidráulica	100,00%	100,00%
Geração Céu Azul S.A. – Geração Céu Azul ^(nota 15.3)	Geração hidráulica	-	100,00%
Geração CIII S.A. – Geração CIII ⁽²⁾	Geração hidráulica	-	100,00%
Itapebi Geração de Energia S.A.	Geração hidráulica	100,00%	100,00%
Arizona 1 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Caetitê 1 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Caetitê 2 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Caetitê 3 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Calango 1 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Calango 2 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Calango 3 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Calango 4 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Calango 5 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Calango 6 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Canoas 2 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Canoas 3 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Canoas 4 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Canoas Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Chafariz 1 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Chafariz 2 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Chafariz 3 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Chafariz 4 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Chafariz 5 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Chafariz 6 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Chafariz 7 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Elektro Renováveis do Brasil S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Energia Renováveis do Brasil S.A. - Enerbrasil	Geração eólica	100,00%	100,00%
FE Participações S.A. – FPAR	Geração eólica	100,00%	100,00%
Força Eólica do Brasil 1 S.A. - FEB 1 ⁽²⁾	Geração eólica	-	100,00%
Força Eólica do Brasil S.A. - FEB 2 ⁽²⁾	Geração eólica	-	100,00%
Lagoa 1 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Lagoa 2 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)



Empresas	Atividade	Participação total	
		2025	2024
Lagoa 3 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Lagoa 4 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Mel 2 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Neoenergia Renováveis S.A. - EFEB	Geração eólica	100,00%	100,00%
Oitis 1 Energia Renovável S.A. -	Geração eólica	100,00%	100,00%
Oitis 10 Energia Renovável S.A. -	Geração eólica	100,00%	100,00%
Oitis 2 Energia Renovável S.A. (nota 15.2)	Geração eólica	97,09%	100,00%
Oitis 21 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Oitis 22 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Oitis 3 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Oitis 4 Energia Renovável S.A. (nota 15.2)	Geração eólica	93,08%	100,00%
Oitis 5 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Oitis 6 Energia Renovável S.A. (nota 15.2)	Geração eólica	94,62%	100,00%
Oitis 7 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Oitis 8 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Oitis 9 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Santana 1 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Santana 2 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Ventos de Arapuá 1 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Ventos de Arapuá 2 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Ventos de Arapuá 3 Energia Renovável S.A.	Geração eólica	100,00%	100,00%
Luzia 2 Energia Renovável S.A.	Geração solar	100,00%	100,00%
Luzia 3 Energia Renovável S.A.	Geração solar	100,00%	100,00%
Elektro Operação e Manutenção Ltda - Elektro O&M	Serviços	100,00%	100,00%
Neoenergia Operação e Manutenção S.A. - Neoenergia O&M	Serviços	100,00%	100,00%
Neoenergia Serviços Ltda - Neoserv	Serviços	100,00%	100,00%
Belo Monte Participações S.A.	Outros	100,00%	100,00%
Neoenergia Investimentos S.A. - Neoinvest	Outros	100,00%	100,00%
Neoenergia Soluções Verdes	Serviços	100,00%	100,00%

(1) Empresas classificadas como Ativo não circulante disponível para venda.

(2) Empresas incorporadas pela Neoenergia Renováveis.

As empresas coligadas e *joint ventures* estão abaixo relacionadas:

Empresas	Atividade	Participação total	
		2025	2024
Coligadas			
Energética Corumbá III S.A. – ECIII	Geração Hidráulica	25,00%	25,00%
Norte Energia S.A. – NESA	Geração hidráulica	10,00%	10,00%
Muçununga S.A.	Serviços	24,50%	-
Joint ventures			
Neoenergia Transmissão S.A.	Transmissão	50,00%	50,00%
Neoenergia Atibaia Transmissão de Energia S.A	Transmissão	50,00%	50,00%
Neoenergia Biguaçu Transmissão de Energia S.A.	Transmissão	50,00%	50,00%
Neoenergia Dourados Transmissão de Energia S.A.	Transmissão	50,00%	50,00%
Neoenergia Jalapão Transmissão de Energia S.A.	Transmissão	50,00%	50,00%
Neoenergia Rio Formoso Transmissão e Energia S.A.	Transmissão	50,00%	50,00%
Neoenergia Santa Luzia Transmissão de Energia S.A.	Transmissão	50,00%	50,00%
Neoenergia Sobral Transmissão de Energia S.A.	Transmissão	50,00%	50,00%
Neoenergia Itabapoana Transmissão de Energia S.A. (nota 15.3)	Transmissão	50,00%	100,00%
SE Narandiba S.A. – Narandiba	Transmissão	50,00%	50,00%
Carbon 2 Nature S.A.	Serviços	49,00%	49,00%

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)

16. IMOBILIZADO

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

Consolidado

	Parques eólicos	Centrais Hidroelétricas e de ciclo combinado	Construções e terrenos	Outros	Ativos em construção	Total
Taxa de depreciação a.a.	2,57% - 16,67%	2,00% - 20%	0% - 14,29%	2,50% - 33,30%	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2024	6.592	2.391	890	96	521	10.490
Adições	-	-	-	-	301	301
Capitalização de gastos ^(I)	-	-	-	-	13	13
Baixas	(150)	(1)	-	(1)	-	(152)
Depreciação	(270)	(108)	(55)	(15)	-	(448)
Transferências entre classes	182	108	(67)	43	(266)	-
Transferências - Outros ativos	-	(3)	(4)	-	(4)	(11)
Reclassificação para ativo mantido para venda (nota 15.3)	-	(1.193)	(57)	(12)	(14)	(1.276)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	6.354	1.194	707	111	551	8.917
Custo	7.941	2.149	1.117	168	551	11.926
Depreciação acumulada	(1.587)	(955)	(410)	(57)	-	(3.009)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	6.535	3.472	1.770	60	650	12.487
Adições	17	-	-	-	179	196
Capitalização de gastos ^(I)	-	-	-	-	14	14
Baixas	-	(7)	-	(2)	-	(9)
Depreciação	(239)	(139)	(76)	(13)	-	(467)
Transferências entre classes	288	66	(200)	51	(205)	-
Transferências - Outros ativos	(9)	(1)	-	-	(31)	(41)
Reclassificação para ativo mantido para venda (nota 15.3)	-	(1.000)	(604)	-	(86)	(1.690)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	6.592	2.391	890	96	521	10.490
Custo	7.876	3.701	1.368	141	521	13.607
Depreciação acumulada	(1.284)	(1.310)	(478)	(45)	-	(3.117)

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

16.1 Política contábil material e julgamentos críticos

(a) Política contábil material

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

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

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

(b) Estimativas e julgamentos críticos

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

Em 1 de julho de 2024, a Companhia alterou o método de depreciação aplicado às turbinas, rotores e peças térmicas (grandes componentes) de sua usina Termoelétrica, passando do método linear para o método de unidades produzidas, denominado hora-fogo para este caso específico.

A mudança foi necessária diante do novo cenário econômico e operacional da Companhia, no qual as turbinas serão menos demandadas e sua utilização não seguirá padrão linear. Assim, o método hora-fogo reflete de forma mais fidedigna o consumo econômico dos ativos, pois considera as horas efetivamente operadas, alinhando o valor contábil à realidade operacional.

A projeção de horas-fogo foi elaborada com base na perspectiva de acionamento da usina no longo prazo, considerando o atendimento ao Contrato de Reserva de Capacidade, conforme informações da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, e validada pela Administração da Companhia.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Valores expressos em milhões de reais)



17. INTANGÍVEL

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

						Consolidado
	Goodwill	Concessão	Software	Outros	Ativos em Construção	Total
Taxa de amortização a.a.	-	2,46% - 6,25%	6,25% - 20%	0% - 100%	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2024	1.246	11.218	27	26	52	12.569
Adições	-	-	-	-	47	47
Baixas	-	(71)	-	-	-	(71)
Amortização	-	(2.504)	(14)	(7)	-	(2.525)
Transferências - Intangíveis	-	1	42	16	(59)	-
Transferências - Ativo financeiro ⁽¹⁾	-	6.428	-	-	-	6.428
Transferências - Ativo contratual ⁽²⁾	-	1.154	-	-	-	1.154
Transferências - Outros ativos ⁽³⁾	-	4	-	3	(3)	4
Reclassificação para ativo mantido para venda (nota 15.3)	(243)	(1.164)	(1)	(2)	(1)	(1.411)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	1.003	15.066	54	36	36	16.195
Custo	1.003	41.470	97	61	36	42.667
Amortização acumulada	-	(25.065)	(43)	(25)	-	(25.133)
Obrigações especiais	-	(1.339)	-	-	-	(1.339)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	1.360	12.452	20	26	41	13.899
Adições	-	-	-	-	50	50
Baixas	(114)	(91)	-	-	-	(205)
Amortização	-	(2.306)	(8)	(6)	-	(2.320)
Transferências entre classes	-	-	15	17	(32)	-
Transferências - Ativo financeiro ⁽¹⁾	-	(6)	-	-	-	(6)
Transferências - Ativo contratual ⁽²⁾	-	1.177	-	-	-	1.177
Transferências - Outros ativos ⁽³⁾	-	5	-	-	(7)	(2)
Reclassificação para ativo mantido para venda (nota 15.3)	-	(13)	-	(11)	-	(24)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	1.246	11.218	27	26	52	12.569
Custo	1.246	35.306	57	47	52	36.708
Amortização acumulada	-	(22.724)	(30)	(21)	-	(22.775)
Obrigações especiais	-	(1.364)	-	-	-	(1.364)

(1) A Neoenergia Pernambuco, controlada, detém o direito exploração da área de concessão por dois períodos de concessão consecutivos de 30 anos, sendo o último período prorrogado antecipadamente em 17 de setembro de 2025. O 1º período abrange a prestação dos serviços públicos na área concedida até 29 de março de 2030, enquanto o 2º período garante esse direito de 30 de março de 2030 a 30 de março de 2060. Para mais detalhes vide a nota explicativa nº 14.1 e nota explicativa 1.1.

(2) Referem-se ao direito contratual das distribuidoras de energia de receber caixa dos usuários pelos serviços de construção ou melhoria do sistema de distribuição de energia elétrica, quando da entrada em operação dos respectivos ativos. Quando da conclusão da construção da infraestrutura, tais ativos passarão a ser classificados como Ativo financeiro indenizável ou como Ativo Intangível, conforme a forma de remuneração;

(3) Referem-se a direitos classificados como ativo contratual até a conclusão da obrigação de desempenho estabelecida no contrato de concessão.

17.1 Política contábil material

(a) Política contábil material e julgamentos críticos

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

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

(b) Estimativas e julgamentos críticos

A Companhia detém o direito de exploração da área de concessão por dois períodos consecutivos de 30 anos, sendo o último período prorrogado antecipadamente em 17 de setembro de 2025. O 1º período abrange a prestação dos serviços públicos na área concedida até 29 de março de 2030, enquanto o 2º período garante esse direito de 30 de março de 2030 a 30 de março de 2060 (veja nota explicativa nº 14).

No julgamento crítico da Administração, a prorrogação resultou no reconhecimento de dois ativos intangíveis distintos, e não de um único direito contínuo, pois: (i) a prorrogação não ocorreu de forma automática nem foi baseada em experiência anterior; e (ii) envolveu consideração substancial (ativo financeiro), indicando que o custo de renovação é significativo em relação aos benefícios econômicos futuros a serem potencialmente gerado por este direito de outorga.

Essa abordagem reflete a essência econômica da transação e assegura que os ativos sejam mensurados separadamente, conforme os direitos e obrigações associados ao novo período concessório. O direito de outorga referente ao 2º período será amortizado somente a partir do início do respectivo prazo. Em 31 de dezembro de 2025, os valores contábeis líquidos vinculados ao 1º e 2º períodos de concessão totalizam R\$ 1.740 e R\$ 6.456, respectivamente.

18. FORNECEDORES, CONTAS A PAGAR A EMPREITEIROS E CONTRATOS DE CONVÊNIO

	Consolidado	
	2025	2024
Energia elétrica	2.128	1.753
Encargos de uso da rede	559	612
Materiais e serviços	2.113	1.734
Energia livre	224	200
Total	5.024	4.299
Fornecedores e contas a pagar a empreiteiros ⁽¹⁾	5.024	4.299
Circulante	4.800	4.099
Não circulante	224	200

(1) Inclui o programa Antecipa Fácil e Contratos de Convênio

Operações de desconto de títulos ou Risco Sacado

Com o propósito de fortalecer as relações comerciais com seus fornecedores, a Companhia autorizou a realização de cessão de crédito junto a terceiros e, para os títulos cedidos, a Companhia realizará o pagamento destes diretamente ao seu detentor, na data de vencimento e montantes que foram anteriormente acordados com seus fornecedores originais (passivo original), não havendo postergação

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)

substancial de prazo pela Companhia ou incidência de juros sobre os títulos cedidos, garantias, ou existência de cláusulas contratuais que possam requerer vencimentos antecipados. A Companhia não possui influência sobre as negociações entre o fornecedor e a instituição financeira.

A Companhia operacionaliza essas transações da seguinte forma:

- **Plataforma Antecipa Fácil:** A plataforma, 100% digital, é gerenciada por uma empresa parceira, não parte relacionada da Companhia. O fornecedor acessa a plataforma e inclui suas faturas performadas que deseja antecipar. A Antecipa Fácil, por sua vez, aciona variadas instituições financeiras para realização de um leilão reverso e posterior definição de custo para o fornecedor e qual instituição que fará a antecipação. O pagamento do título é realizado pela Companhia para o fornecedor original em conta-bancária consignada, informada pela plataforma
- **Contrato de convênio:** O fornecedor e as instituições financeiras possuem relacionamento direto, majoritariamente sob os Contratos de Convênio e Termo de Cessão de Recebíveis (em conjunto Contrato de Convênio), firmados entre a Companhia e instituição financeira, cujo pagamento do título cedido é realizado pela Companhia para instituição financeira.

Os pagamentos dessas transações impactaram o fluxo de caixa da seguinte forma:

	Consolidado	
	2025	2024
Plataforma Antecipa Fácil	271	348
Contrato de convênio	75	-
Total desembolsado	346	348
Fluxo de caixa das atividades operacionais	161	176
Fluxo de caixa das atividades de investimento	185	172

O valor das obrigações está apresentado como segue:

	Consolidado	
	2025	2024
Plataforma Antecipa Fácil	45	34
Contrato de convênio	74	75
Total	119	109
Circulante	119	109
Prazo médio de pagamento	59 dias	48 dias

18.1 Política contábil material e julgamentos críticos

(a) Política contábil material

Os fornecedores, contas a pagar a empreiteiro e obrigações a pagar de contratos de convênio são passivos financeiros mensurados ao custo amortizado (veja nota 25.4).

A Companhia avalia se cessão dos títulos altera substancialmente as principais características das condições comerciais anteriormente estabelecidas com o credor original. Se a cessão altera substancialmente as características qualitativas e quantitativas do passivo financeiro original (Fornecedores e contas a pagar a empreiteiros), a Companhia reconhece um novo passivo financeiro (Empréstimos e financiamentos), e reconhece eventual ganho/perda no resultado do exercício. Se o

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)

passivo original não foi substancialmente modificado e a contraparte recebedora do pagamento foi alterada, a Companhia reconhece um novo passivo financeiro (Obrigações a pagar de contratos de convênio).

As cessões dos títulos que não alteram substancialmente as principais características das condições comerciais anteriormente estabelecidas com o fornecedor são classificadas na demonstração do fluxo de caixa como atividade operacional ou de investimento, a depender substancialmente da natureza do produto ou serviço adquirido.

(b) Estimativas e julgamentos críticos

Para determinar se houve alteração substancial nas características qualitativas a Companhia avalia, principalmente, eventuais modificações nas garantias contratuais e/ou inclusão de cláusulas de *default* usualmente observadas em contratos de dívidas. No tocante as características quantitativas a Companhia avalia se houve modificação do prazo de pagamento superior a 3 (três) vezes o prazo usual negociado para fornecedores da mesma categoria e se houve alteração maior do que 10% no valor justo do passivo em relação às condições originais.

19. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

19.1 Dívida líquida

A Companhia avalia a dívida líquida com o objetivo de assegurar a continuidade dos seus negócios no longo prazo. A dívida líquida é composta como segue:

	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Empréstimos e financiamentos bancários	4.801	7.708	-	-
Agências de fomento	18.798	18.199	3.022	3.541
Mercado de capitais	34.128	26.693	1.663	1.649
Empréstimos e financiamentos ^(I)	57.727	52.600	4.685	5.190
Instrumentos financeiros derivativos (nota 20.3)	589	(995)	286	(47)
Caixa e equivalentes de caixa (nota 12)	(8.453)	(7.730)	(1.719)	(1.525)
Títulos e valores mobiliários	(1.121)	(655)	(275)	(121)
Dívida líquida	48.742	43.220	2.977	3.497

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

19.2 Empréstimos e financiamentos

As dívidas da Companhia são compostas por recursos captados, principalmente, através de empréstimos bancários, agências de fomento e mercado de capitais (debêntures e notas promissórias), principalmente denominadas em Real brasileiro (R\$) e Dólar norte-americano (US\$).

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

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)

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

	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Denominados em R\$	47.561	40.020	1.680	1.672
Indexados a taxas flutuantes	41.604	38.700	1.680	1.672
Indexados a taxas fixas	5.957	1.320	-	-
Denominados em US\$	9.672	10.782	3.028	3.547
Indexados a taxas flutuantes	3.079	1.420	565	638
Indexados a taxas fixas	6.593	9.362	2.463	2.909
Denominados em outras moedas	1.348	2.366	-	-
Indexados a taxas flutuantes	568	-	-	-
Indexados a taxas fixas	780	2.366	-	-
	58.581	53.168	4.708	5.219
Depósitos em garantia	(166)	(150)	-	-
Custos de transação	(688)	(418)	(23)	(29)
	57.727	52.600	4.685	5.190
Passivo circulante	7.705	7.502	375	254
Passivo não circulante	50.022	45.098	4.310	4.936

Em 31 de dezembro de 2025, o custo médio percentual das dívidas são os seguintes:

	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Custo médio em % CDI ⁽¹⁾	82,5%	99,4%	76,6%	90,7%
Custo médio em taxa pré	11,9%	10,8%	11,1%	9,8%
Saldo da dívida	57.727	52.600	4.685	5.190
Instrumentos financeiros derivativos	589	(995)	286	(47)
Dívida total líquida de derivativos	58.316	51.605	4.971	5.143

(1) 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 subsidiária e as características de suas concessões e autorizações.

Os fluxos de pagamentos futuros da dívida de principal e juros, líquidos do efeito de instrumentos derivativos, são os seguintes:

	Consolidado		
	Principal ⁽¹⁾	Juros ⁽¹⁾	Instrumentos derivativos
2026	6.889	4.987	736
2027	7.051	4.154	209
2028	8.024	3.682	178
2029	7.425	2.877	(25)
2030	6.110	2.405	6
Entre 2031 e 2035	21.745	7.861	(987)
Entre 2036 e 2040	5.574	1.954	(425)
2041 em diante	3.287	530	-
Total	66.105	28.450	(308)

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)

				Controladora
	Principal ⁽¹⁾	Juros ⁽¹⁾	Instrumentos derivativos	Total
2026	342	185	239	766
2027	888	178	142	1.208
2028	936	154	97	1.187
2029	990	125	44	1.159
2030	603	93	(13)	683
Entre 2031 e 2035	2.339	174	(458)	2.055
Entre 2036 e 2040	136	3	(184)	(45)
Total	6.234	912	(133)	7.013

(1) 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 2025 e considerando que todas as amortizações e pagamentos no vencimento dos empréstimos e financiamentos serão efetuados nas datas contratadas. O montante inclui valores estimados de pagamentos futuros de encargos a incorrer (ainda não provisionados) e os encargos incorridos, já reconhecidos nas demonstrações financeiras.

Em 31 de dezembro de 2025, o prazo médio do vencimento do endividamento da Companhia é de 5,71 anos (6,30 anos em 31 de dezembro de 2024).

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

	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Saldo inicial do exercício	52.600	45.883	5.190	4.500
Efeito no fluxo de caixa:				
Captações	12.016	12.821	-	-
Amortizações de principal	(6.640)	(9.149)	(182)	(187)
Custo de captação	(345)	(180)	-	-
Pagamento de encargos de dívida	(4.047)	(3.330)	(191)	(196)
Depósitos em garantia	(15)	(56)	-	-
Efeito não caixa:				
Encargos incorridos	5.523	4.490	266	277
Variação cambial	(1.234)	2.778	(398)	796
Marcação a valor justo	(51)	(167)	-	-
Reclassificação para passivos diretamente associados a ativos não circulante mantidos para a venda (nota 15.3)	(80)	(490)	-	-
Saldo final do exercício	57.727	52.600	4.685	5.190

No exercício findo em 31 de dezembro de 2025, o Grupo captou R\$ 12.016, conforme demonstrado abaixo:

Tipo	Montante total	Taxas de Juros
Empréstimos bancários e financiamentos em moeda estrangeira ¹	2.978	CDI + 0,23%
	2.700	IPCA + 6,78%
Mercado de capitais	4.630	Prefixada de 12,52%
	1.000	CDI + 0,00%
Bancos de fomento nacional	708	IPCA + 7,11%.

(1) Swaps cambiais contratados para operações em moeda estrangeira.

d) Linhas de crédito

			Consolidado	
Tipo	Moeda	Data limite de captação	Montante total	Montante utilizado
Linhas de financiamento	R\$	15/12/2026	8.690	6.545
			8.690	6.545

O custo médio para manutenção dessas linhas de crédito em 31 de dezembro de 2025 é de 0,51% a.a (0,31% a.a em 31 de dezembro de 2024) sobre o montante total.

e) Condições restritivas financeiras (Covenants)

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia possui 89% dos contratos de dívidas consolidadas com *Covenants*. Os principais *covenants* da Companhia obrigam a manter certos índices, como a dívida líquida sobre o *EBITDA* (LAJIDA – Lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização) e *EBITDA* sobre o resultado financeiro. A Companhia não identificou nenhum evento de não conformidade em 31 de dezembro de 2025 e 2024. Abaixo seguem os principais parâmetros e as medições estimadas em geral.

	Limites contratual inferior ⁽¹⁾	Medição ⁽²⁾ em 31.12.2025	Medição ⁽²⁾ em 31.12.2024
Consolidado Neoenergia:			
Dívida líquida ÷ <i>EBITDA</i> (*)	≤ 4,0	3,41	3,45
<i>EBITDA</i> ÷ Resultado financeiro (*)	≥ 2,0	2,46	2,51

(*) Acumulado de 12 meses.

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

A Companhia possui *covenants* não financeiros, que devem ser cumpridos e atestados na mesma periodicidade dos *covenants* financeiros. Não foram identificados nenhum descumprimento de *covenants* não financeiros que ensejasse vencimento antecipado de suas operações financeiras.

19.2.1 Política contábil material

As dívidas e os outros passivos financeiros são inicialmente registradas pelo valor justo, que normalmente reflete o valor recebido, líquido dos custos de transação (custos diretos de emissão) e dos eventuais pagamentos, 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 seu uso pretendido. Os juros de empréstimos e financiamentos não capitalizados são reconhecidos no resultado no período que foram incorridos

19.3 Instrumentos financeiros derivativos

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

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)

a) Ativo (passivo) dos derivativos no balanço patrimonial

	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Contratados para proteção de dívidas:				
Risco de câmbio (NDF, Opções e outros derivativos)	(2)	(1)	(1)	-
Swap de moeda – US\$ vs R\$	(333)	1.211	(285)	47
Swap de moeda – Outras moedas vs R\$	(232)	(65)	-	-
Swap de taxas de juros – R\$	(25)	(151)	-	-
Contratados para proteção de outras operações:				
Risco de câmbio – Produtos e serviços	3	1	-	-
Exposição líquida	(589)	995	(286)	47
Ativo circulante	114	777	-	1
Ativo não circulante	341	911	93	337
Passivo circulante	(302)	(223)	(64)	(113)
Passivo não circulante	(742)	(470)	(315)	(178)

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

	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Derivativos não designados para contabilidade de hedge				
Contratados para proteção de dívidas	-	3	-	-
Contratados para proteção de outras operações	5	(7)	-	-
Derivativos designados para contabilidade de hedge - fluxo de caixa				
Contratados para proteção de dívidas	(743)	788	(286)	47
Contratados para proteção de outras operações	(2)	8	-	-
Derivativos designados para contabilidade de hedge - valor justo				
Contratados para proteção de dívidas	151	203	-	-
	(589)	995	(286)	47

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

	2025			Consolidado 2024		
	Proteção de dívidas	Proteção de outras operações	Total	Proteção de dívidas	Proteção de outras operações	Total
Saldo inicial do período	993	2	995	(1.292)	(6)	(1.298)
Ganho (perda) reconhecido no resultado	(2.162)	(1)	(2.163)	1.688	6	1.694
Ganho (perda) reconhecido no Capex	-	-	-	-	(1)	(1)
Ganho (perda) reconhecido no resultado abrangente	245	(3)	242	9	11	20
Liquidação financeira entradas (saídas)	330	7	337	588	(8)	580
Saldo final do período	(594)	5	(589)	993	2	995
Ganho (perda) reconhecido no resultado						
Custos de operação	-	(5)	(5)	-	7	7
Resultado financeiro, líquido	(2.161)	3	(2.158)	1.688	(1)	1.687

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Valores expressos em milhões de reais)

	2025			Controladora 2024		
	Proteção de dívidas	Proteção de outras operações	Total	Proteção de dívidas	Proteção de outras operações	Total
Saldo inicial do período	47	-	47	(736)	-	(736)
Ganho (perda) reconhecido no resultado	(696)	(10)	(706)	549	6	555
Ganho (perda) reconhecido no resultado abrangente	118	3	121	38	2	40
Liquidação financeira entradas (saídas)	245	7	252	196	(8)	188
Saldo final do período	(286)	-	(286)	47	-	47
Ganho (perda) reconhecido no resultado						
Custos de operação	-	(7)	(7)	-	7	7
Resultado financeiro, líquido	(696)	(3)	(699)	549	(1)	548

19.3.1 Política contábil material e julgamentos críticos

(a) Política contábil material

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 reconhecidas no resultado, exceto se forem designados como *hedge accounting* e derivativos utilizados para compra/venda de participação de acionistas não controladores. As transações de derivativos que não são qualificados como *hedge accounting* são classificados e apresentados como *hedge* econômico, já que a Companhia utiliza instrumentos derivativos na gestão dos seus riscos financeiros como uma forma de mitigar esses riscos.

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

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

(b) Estimativas e julgamentos críticos

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

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

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)

20. PROVISÕES, PASSIVOS CONTINGENTES E DEPÓSITOS JUDICIAIS

	Consolidado	
	2025	2024
Provisões para processos judiciais (nota 21.1. a)	2.047	1.910
Provisão para obrigações ambientais	107	90
Provisão para obrigações para desmantelamento de ativos	52	201
Provisões ressarcimentos	368	275
Total	2.574	2.476
Passivo circulante	654	621
Passivo não circulante	1.920	1.855

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 2024	1.298	446	129	37	1.910
Adições e reversões, líquido	286	40	1	2	329
Pagamentos	(243)	(106)	(2)	-	(351)
Atualização monetárias	117	40	-	4	161
Reclassificação para passivos diretamente associados a ativos não circulante mantidos para venda (nota 15.3b)	(3)	1	-	-	(2)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	1.455	421	128	43	2.047
Saldo em 31 de dezembro de 2023	1.038	501	123	34	1.696
Adições e reversões, líquido	370	27	1	-	398
Pagamentos	(241)	(131)	(1)	-	(373)
Atualização monetárias	190	49	6	3	248
Reclassificação para passivos diretamente associados a ativos não circulante mantidos para venda (nota 15.3b)	(59)	-	-	-	(59)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	1.298	446	129	37	1.910

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

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

- Ações cíveis onde são requeridas indenizações por danos moral e/ou material entre outros, decorrentes de circunstâncias ocorridas no curso normal dos negócios, no montante de R\$ 472 (R\$ 462 em 31 de dezembro de 2024).
- 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

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Valores expressos em milhões de reais)

ações são estimadas e atualizadas pela Companhia, amparadas pela opinião de consultores legais, no montante de R\$ 788 (R\$ 343 em 31 de dezembro de 2024).

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

- Ação coletiva ajuizada pelo Sindicato dos Eletricitários do Rio Grande do Norte que discute as regras para promoções por merecimento e antiguidade previstas em Plano de Cargos, Carreiras e Salário, com todas as consequências legais. A ação está em fase de execução e o valor provisionado no montante de R\$ 113 (R\$ 105 em 31 de dezembro de 2024), corresponde a estimativa provável de recursos para liquidar a discussão.
- Ações movidas por empregados e ex-empregados contra a Companhia cujos principais temas envolvem diferenças salariais/verbas rescisórias, incidência de adicionais de periculosidade e insalubridade, pedidos de equiparação salarial, entre outros, com montante provisionado de R\$ 192 (R\$ 209 em 31 de dezembro de 2024).
- Ações movidas por ex-empregados de empreiteiros (responsabilidade subsidiária e/ou solidária) envolvendo cobrança de parcelas indenizatórias e outras, cujo montante estimado é de R\$ 68 (R\$ 81 em 31 de dezembro de 2024).

b) Passivos contingentes

Os passivos contingentes correspondem a processos judiciais não provisionados, e são apresentados a seguir:

	Consolidado	
	2025	2024
Processos cíveis	4.586	3.885
Processos trabalhistas	1.924	1.528
Processos fiscais	6.079	5.276
Processos regulatórios	689	277
Total	13.278	10.966

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

- (i) Processos cíveis: Referem-se a ações de natureza comercial e indenizatória, movidas por pessoas físicas e pessoas jurídicas, envolvendo repetição de indébito, danos materiais, danos morais, entre outros, cujos destaques passamos a tratar a seguir:
- Discussões judiciais que questionam atos normativos regulatórios da ANEEL (Resolução Normativa nº 387/2009 e Despacho SFF/ANEEL 2517/2010), que tratam da metodologia de cálculo dos saldos de energia livre entre geradores e distribuidoras de energia. Valores estimados de R\$ 102 (R\$ 93 em 31 de dezembro de 2024);
 - Arbitragem iniciada pelas Transmissoras contra construtora com o objetivo de declarar a inexistência de multa rescisória contratual ou reduzi-la. A controvérsia gravita em torno do Contrato de Empreitada Parcial para Execução de Obra, Fornecimento, Montagem e Comissionamento para a Implantação de Linhas de Transmissão celebrado entre as Partes. Valores estimados de R\$ 663 (R\$ 51

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Valores expressos em milhões de reais)

em 31 de dezembro de 2024)

- Ação indenizatória movida pela Jaguaripe Agroindustrial S/A, contra Neoenergia Coelba em razão de corte de energia elétrica nas suas instalações sem aviso prévio, no montante estimado de R\$ 95 (R\$ 87 em 31 de dezembro de 2024).
- Ações Indenizatórias movidas por terceiros em razão de acidentes com a rede elétrica (Eletroplessão), na Neoenergia Pernambuco. Não observância da população/consumidor das normas e distâncias de segurança, bem como rompimento de fios, por fenômenos naturais ou falhas técnicas, com o valor estimado de R\$ 108 (R\$ 97 em 31 de dezembro de 2024).
- Ações que discutem a legitimidade das cobranças pelas instalações de infraestruturas de distribuição de energia elétrica em faixas de domínio das rodovias. Como o tema ainda não está pacificado nos Tribunais, os assessores jurídicos da Companhia mantêm o prognóstico de perda como possível. O montante estimado perfaz o total de R\$ 335 (R\$ 604 em 31 de dezembro de 2024).
- Ações de natureza comercial e indenizatória, movidas por pessoas físicas e jurídicas, envolvendo repetição de indébito, danos materiais e/ou danos morais, entre outros com o valor estimado de R\$ 767 (R\$ 641 em 31 de dezembro de 2024).

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

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

- Ações movidas por empregados e ex-empregados contra a Companhia, envolvendo a cobrança de horas-extras, adicional de periculosidade, equiparação/reenquadramento salarial, discussão sobre plano de cargos e salários e outras, cujo valor estimado é de R\$ 1.599 (R\$ 932 em 31 de dezembro de 2024).

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

- Autos de infração relativos a Crédito de ICMS cuja escrituração no Controle de Crédito do ICMS do Ativo Permanente (CIAP) se deu supostamente em desacordo com regras revistas na legislação tributária, estimados em R\$ 667 (R\$ 612 em 31 de dezembro de 2024).
- Autos de infração relativos a Crédito de ICMS sobre bens destinados ao ativo imobilizado da Companhia e sobre combustíveis utilizados na frota operacional, estimados em R\$ 233 (R\$ 200 em 31 de dezembro de 2024).
- Autos de infração relativos a estornos de débitos de ICMS (Convênio 30) relativos à refaturamento de contas de energia elétrica, estimados em R\$ 403 (R\$ 274 em 31 de dezembro de 2024).

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Valores expressos em milhões de reais)

- Autos de infração por suposta utilização do ICMS nas aquisições de ativo fixo, de fornecedores microempresa, créditos em duplicidade e nas aquisições de compras com entrega futura, estimados em R\$ 736 (R\$ 714 em 31 de dezembro de 2024).
- Ações tributárias e impugnações de cobranças, intimações e autos de infração fiscal referente a diversos tributos, tais como ICMS, PIS/COFINS, CIDE, entre outros, no montante de R\$ 637 (R\$ 548 em 31 de dezembro de 2024).
- Auto de Infração de natureza fiscal em que se discute a incidência de IRRF no montante de R\$ 538 (R\$ 491 em 31 de dezembro de 2024) na operação de incorporação da Elektro Holding realizada pela Neoenergia em agosto de 2017.
- Auto de infração, que discute a Cobrança do ICMS, referente aos períodos de janeiro a dezembro de 2022, em razão da isenção da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD de Micro e Mini Geração Distribuída - MMGD, no montante estimado de R\$ 401 (R\$ 101 em 31 de dezembro de 2024).

Os valores foram atualizados monetariamente pela variação da taxa SELIC.

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

c) Depósitos judiciais

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

	Consolidado	
	2025	2024
Processos cíveis	1.268	1.101
Processos trabalhistas	327	315
Processos fiscais	339	313
Outros Processos	102	50
Total	2.036	1.779

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

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)

20.2 Política contábil material e julgamentos críticos

(a) Política contábil material

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

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

Os ativos e passivos contingentes não são reconhecidos, uma vez que constituem obrigações presentes cuja saída de recursos não é provável ou para os quais não seja possível fazer uma estimativa suficientemente confiável do valor da obrigação, baseado nos pareceres jurídicos. Os passivos contingentes são objeto de divulgação em notas explicativas quando a probabilidade de saída de recursos for possível, inclusive aqueles cujos valores não possam ser estimados. Já os ativos contingentes são objeto de divulgação em notas explicativas quando a entrada de benefícios econômicos for tida como provável.

(b) Estimativas e julgamentos críticos

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

21. OUTROS PASSIVOS

	Consolidado	
	2025	2024
Caução em garantia ⁽¹⁾	858	773
Devoluções a consumidores ⁽²⁾	299	488
Contribuição para custeio do serviço de iluminação pública - COSIP	149	138
Uso do Bem Público - UBP	42	64
Energia MMGD	730	371
Adiantamentos de serviços técnicos ODS	50	34
Repasse de terceiros	53	51
Garantia de Compra – Águas da Pedra	275	-
Obrigações CEBPREV	34	37
Outros	413	256
Total	2.896	2.212
Passivo circulante	2.453	1.851
Passivo não circulante	443	361

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

(2) Refere-se ao Bônus Itaipu, direcionados as classes residenciais e rurais que será pago de acordo com os meses de 2023 em que o consumo de energia de unidades consumidoras foi menor que 350kWh, conforme REH ANEEL nº 3.420/2024.

22. BENEFÍCIOS A EMPREGADOS

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

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

Demonstramos a seguir os valores reconhecidos no balanço patrimonial:

	Consolidado	
	2025	2024
Obrigações trabalhistas e PLR	675	661
Benefícios Pós emprego (nota 22.1)	988	936
Total	1.663	1.597
Ativo não circulante ⁽¹⁾	(17)	(24)
Passivo circulante	781	807
Passivo não circulante	899	814

(1) A apresentação do saldo de benefício pós-emprego encontra-se alocada na rubrica de outros ativos não circulantes.

22.1 Benefícios Pós Emprego

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

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

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

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)

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

				Consolidado
				Posição em 31/12/2025
	Quantidade de beneficiários ativos	Quantidade de beneficiários assistidos	Situação	Condição financeira
Planos de benefício definido				
Néos - Plano BD PE	30	3.087	Fechado	Deficitário
Néos - Plano BD BA	-	810	Fechado	Superavitário
Néos - Plano BD RN	-	254	Fechado	Superavitário
Néos – Plano Saldado	7	483	Fechado	Deficitário
Néos – Plano PCBP (antigo FACEB – Plano BD)	2	217	Fechado	Deficitário
Vivest - PSAP/Elektro	2.907	1.816	Aberto	Deficitário
	2.946	6.667		
Planos de contribuição definida				
Néos - Plano CD BA	2.112	1.253	Fechado	N/A
Néos - Plano CD RN	-	-	Fechado	N/A
Néos - Plano CD PE	-	-	Fechado	N/A
Néos - Plano CD Néos	10.424	599	Aberto	N/A
Néos - Plano NDBPrev (antigo FACEB - CEBPREV)	306	898	Fechado	N/A
	12.842	2.750		
Total	15.788	9.417		

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 2025, o plano possui 5.953 beneficiários (628 beneficiários ativos, 2.610 beneficiários assistidos titulares e 2.715 beneficiários assistidos dependentes).

a) Movimentação dos ativos e passivos dos planos

(i) Benefício definido e saúde pós emprego

	Obrigações atuariais	Valor justo dos ativos	Efeito do teto	Consolidado	
				Benefício definido	Saúde
				Ativo (passivos) líquido	Ativo (passivos) líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2024	(3.230)	3.815	(674)	(89)	(847)
Custo do serviço	1	-	-	1	(1)
Efeitos dos juros	(347)	413	(77)	(11)	(92)
Contribuições pagas pelos participantes	(5)	5	-	-	-
Contribuições pagas pelo patrocinador	-	34	-	34	-
Benefícios pagos pelo plano	359	(358)	-	1	91
Efeito de reduções/liquidações	-	-	-	-	9
Redimensionamento	(123)	(25)	107	(41)	(43)
Saldo em 31 de dezembro de 2025	(3.345)	3.884	(644)	(105)	(883)
Planos superavitários	(376)	568	(173)	19	-
Planos deficitários	(2.969)	3.316	(471)	(124)	(883)

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Valores expressos em milhões de reais)

	Obrigações atuariais	Valor justo dos ativos	Efeito do teto	Consolidado	
				Benefício definido	Saúde
				Ativo (passivos) líquido	Ativo (passivos) líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2023	(3.975)	3.905	(170)	(240)	(902)
Custo do serviço	-	-	-	-	9
Efeitos dos juros	(330)	335	(21)	(16)	(78)
Contribuições pagas pelos participantes	(4)	4	-	-	-
Contribuições pagas pelo patrocinador	-	30	-	30	81
Benefícios pagos pelo plano	363	(362)	-	1	-
Efeitos de reduções/ liquidações	-	-	-	-	(1)
Redimensionamento	716	(97)	(483)	136	44
Saldo em 31 de dezembro de 2024	(3.230)	3.815	(674)	(89)	(847)
Planos superavitários	(353)	586	(209)	24	-
Planos deficitários	(2.877)	3.229	(465)	(113)	(847)

b) Valores reconhecidos no resultado do exercício

	2025			Consolidado 2024		
	Benefício definido	Saúde pós emprego	Total	Benefício definido	Saúde pós emprego	Total
Custo do serviço	5	(1)	4	4	9	13
Efeito de reduções/liquidações	-	9	9	-	-	-
Despesa com juros de obrigações	(420)	(92)	(512)	(348)	(78)	(426)
Receita com juros de ativos	409	-	409	332	-	332
Total	(6)	(84)	(90)	(12)	(69)	(81)
Alocação dos custos do serviço:						
Resultado do exercício	5	8	13	4	9	13

c) Valores reconhecidos nos outros resultados abrangentes

	2025			Consolidado 2024		
	Benefício definido	Saúde pós emprego	Total	Benefício definido	Saúde pós emprego	Total
Saldo no início do exercício	57	(331)	(274)	(32)	(360)	(392)
Redimensionamento:						
Mudanças nas premissas	(123)	(43)	(166)	716	44	760
Efeito do teto de ativos/passivo oneroso	107	-	107	(483)	-	(483)
Retorno sobre ativos do plano (exclui receita de juros)	(25)	-	(25)	(97)	-	(97)
Retorno sobre direitos de reembolso	12	-	12	-	-	-
Efeito bruto	(29)	(43)	(72)	136	44	180
Tributos sobre o lucro	10	14	24	(47)	(15)	(62)
Efeito líquido em outros resultados abrangente	(19)	(29)	(48)	89	29	118
Saldo no final do exercício	38	(360)	(322)	57	(331)	(274)

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Valores expressos em milhões de reais)

d) Valores reconhecidos no balanço patrimonial

	2025		Consolidado 2024	
	Benefício definido	Saúde pós emprego	Benefício definido	Saúde pós emprego
Valor presente das obrigações atuariais	(3.345)	(883)	(3.230)	(847)
Valor justo dos ativos	3.884	-	3.815	-
Efeito do limite do ativo (teto)	(644)	-	(674)	-
Total passivo (ativo) líquido	(105)	(883)	(89)	(847)
Ativo não circulante	19	-	24	-
Passivo circulante	(17)	(89)	(16)	(128)
Passivo não circulante	(107)	(794)	(97)	(719)

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

(i) Ativos dos planos por categoria

	2025			Consolidado 2024		
	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	-	2	2	-	3	3
Título de dívida - Governos	-	-	-	-	352	352
Investimentos imobiliários	-	97	97	-	92	92
Outros	-	42	42	-	48	48
Aplicação através de fundos:						
Fundo de investimento - Ações/Quotas	4	-	4	218	-	218
Fundo de investimento - Multimercado	1.872	-	1.872	1.584	-	1.584
Fundo de investimento - Renda fixa	1.867	-	1.867	1.500	-	1.500
Fundo de investimento - Imobiliário	-	-	-	18	-	18
Total	3.743	141	3.884	3.320	495	3.815

(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
2026	338	89
2027	332	88
2028	232	87
2029	319	84
2030	311	83
2031 a 2035	1.446	385
2036 a 2040	1.239	327
2041 em diante	2.850	735
Total	7.067	1.878

Não há previsão de desembolso por parte da Companhia para o plano de benefício definido, tendo em vista o alto nível de sobras do plano. Com relação ao plano de saúde pós-emprego o desembolso é feito diretamente pela Companhia nos níveis demonstrados acima.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS



Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Valores expressos em milhões de reais)

(ii) 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:

	2025						
	Néos - Plano BD BA	Saúde pós emprego	Néos – Plano BD PE	Vivest - PSAP / Elektro	Néos - Plano BD RN	Néos - Plano PCBP	Néos – Plano Saldado
Taxa nominal de desconto – Redução de 0,5%							
Valor presente da obrigação atuarial	324	917	967	1.689	66	119	319
Impacto % no valor presente da obrigação atuarial	3,41%	3,83%	3,45%	5,07%	2,87%	4,35%	3,90%
Impacto no <i>duration</i> da obrigação atuarial	7,35	8,66	7,42	9,89	6,22	9,31	8,37
Taxa nominal de desconto – Aumento de 0,5%							
Valor presente da obrigação atuarial	303	852	904	1.539	63	110	296
Impacto % no valor presente da obrigação atuarial	(3,20%)	(3,56%)	(3,23%)	(4,28%)	(2,71%)	(4,03%)	(3,63%)
Impacto no <i>duration</i> da obrigação atuarial	6,99	8,16	7,05	9,28	5,94	8,77	7,91
							2024
	Néos - Plano BD BA	Saúde pós emprego	Néos – Plano BD PE	Vivest - PSAP / Elektro	Néos - Plano BD RN	FACEB- Plano PCBP	FACEB – Plano Saldado
Taxa nominal de desconto – Redução de 0,5%							
Valor presente da obrigação atuarial	298	878	932	1.639	67	116	302
Impacto % no valor presente da obrigação atuarial	3,23%	3,68%	3,42%	4,41%	2,94%	4,14%	3,82%
Impacto no <i>duration</i> da obrigação atuarial	6,99	8,41	7,40	9,63	6,39	8,93	8,25
Taxa nominal de desconto – Aumento de 0,5%							
Valor presente da obrigação atuarial	280	818	872	1.506	63	107	280
Impacto % no valor presente da obrigação atuarial	(3,04%)	(3,43%)	(3,21%)	(4,08%)	(2,78%)	(3,84%)	(3,56%)
Impacto no <i>duration</i> da obrigação atuarial	6,66	7,94	7,02	9,03	6,09	8,41	7,80

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS



Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)

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:

	2025						
	Néos - Plano BD BA	Saúde pós emprego	Néos – Plano BD PE	Vivest - PSAP / Elektro	Néos - Plano BD RN	Néos- Plano PCBP	Néos – Plano Saldado
Taxa média nominal de desconto	10,83%	10,67%	10,82%	10,61%	11,04%	10,63%	10,70%
Taxa média nominal de crescimento do custo salarial	N/A	N/A	4,28%	3,66%	N/A	3,25%	N/A
Taxa real de inflação dos custos médicos	N/A	3,25%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Taxa média de inflação estimada no longo prazo	3,25%	3,25%	3,25%	3,25%	3,25%	3,25%	3,25%
<i>Duration</i> (em anos)	7,17	8,40	7,23	9,58	6,08	9,03	8,13

	2024						
	Néos - Plano BD BA	Saúde pós emprego	Néos – Plano BD PE	Vivest - PSAP / Elektro	Néos - Plano BD RN	FACEB- Plano PCBP	FACEB – Plano Saldado
Taxa média nominal de desconto	11,30%	11,51%	11,30%	11,30%	11,30%	11,30%	11,30%
Taxa média nominal de crescimento do custo salarial	N/A	N/A	4,09%	4,10%	N/A	3,25%	N/A
Taxa real de inflação dos custos médicos	N/A	3,25%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Taxa média de inflação estimada no longo prazo	3,25%	3,25%	3,25%	3,25%	3,25%	3,25%	3,25%
<i>Duration</i> (em anos)	6,82	8,17	7,20	9,32	6,24	8,66	8,02

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS



Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Valores expressos em milhões de reais)

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

	2025				2024			
	Tábua de mortalidade	Tábua de entrada em invalidez	Tábua de mortalidade de inválidos	Composição familiar	Tábua de mortalidade	Tábua de entrada em invalidez	Tábua de mortalidade de inválidos	Composição familiar
Néos – Plano BD BA	BR-EMSsb 2015, suavizada em 15%	N/A	BR EMS sb v2010 (masc)	Ativos: N/A Assistidos: Família Real	AT-2000 M&F Suavizada em 20%	N/A	BR EMS sb v2010 (masc)	Ativos: N/A Assistidos: Família Real
Néos – Plano BD RN	AT-2000 M&F	N/A	AT-1983 ponderada (40% masculina e 60% feminina), suavizada em 10%	Ativos: N/A Assistidos: Família Real	AT-2000 M&F	N/A	AT-1983 ponderada (40% masculina e 60% feminina), suavizada em 10%	Ativos: N/A Assistidos: Família Real
Néos – Plano BD PE	AT-2000 M&F	Light Média	AT-1983 masculina	Ativos e Assistidos: Família Real	AT-2000 M&F	Light Média	AT-1983 masculina	Ativo e BPD: 80% de casados com esposa 4 anos mais jovem. Assistidos: Família Real
Vivest - PSAP/Elektro	AT-2000 masculina, suavizada em 10%	UP-84 modificada M, suavizada em 60%	AT-1949 Masculina, agravada em 10%	Ativos e BPD: Ativos: 75% Casados; mulher 5 anos mais nova que o homem Assistidos: Família Real	AT-2000 masculina, suavizada em 10%	Mercer Disability Masculina, suavizada em 50%	AT-1949 Masculina, agravada em 10%	Ativos e BPD: ExpCF_2014 Assistidos: Família Real
Néos – Plano Saldado	AT-2000 M&F Suavizada em 10%	TASA 1927	MI85 M&F	Ativos, BPDs e Assistidos: Família Real	AT-2000 M&F Suavizada em 10%	TASA 1927	MI85 M&F	Ativos e BPD: 95% de casados com esposa 4 anos mais jovem. Assistidos: Família Real
Néos - Plano PCBP	AT-2000 M&F, suavizada em 10%	TASA 1927	MI85 M&F	Ativos, BPDs e Assistidos: Família Real	AT-2000 M&F, suavizada em 10%	TASA 1927	MI85 M&F	Ativos e BPD: 95% de casados com esposa 4 anos mais jovem. Assistidos: Família Real

Para o plano de saúde pós emprego a Companhia utilizou as seguintes tabuas biométricas: (i) Mortalidade – AT2000 Basic, e (ii) entrada em invalidez – *Light* média, (iii) Mortalidade de inválidos – AT-1983 (M) e (iv) Composição Familiar – Ativos: 95% de casados com esposa 4 anos mais jovem. Assistidos: Família Real.

(iii) Principais riscos relacionados aos planos de benefícios definidos

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

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

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

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

22.1.2 Política contábil material e julgamentos críticos

(a) Política contábil material

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

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

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

Os ativos dos planos de pensão são avaliados a valor de mercado. O passivo reconhecido no balanço patrimonial é a obrigação de benefício definido na data de fechamento menos o valor justo dos ativos do plano. As contribuições pagas antecipadamente são reconhecidas como um ativo na extensão em que um reembolso em dinheiro ou uma redução nos pagamentos futuros de contribuição esteja disponível. Quando os benefícios de um plano são alterados ou quando um plano é reduzido, a alteração resultante no benefício que se relaciona com o serviço passado ou o ganho ou perda relacionado com um corte é imediatamente reconhecida nos resultados. Os ganhos ou perdas nas liquidações de planos de benefícios

definidos são reconhecidos quando a liquidação ocorre. Os impactos gerados por mudanças nas premissas atuárias são reconhecidos no patrimônio líquido, dentro de “Outros resultados abrangentes”. Estes efeitos serão reclassificados para o lucro acumulado ou reservas de lucros, quando da extinção ou liquidação do benefício do plano que lhe deram origem.

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

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

(b) Estimativas e julgamentos críticos

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

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

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

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

O plano de remuneração baseado em ações (Plano de ações), com entrega física das próprias ações da Companhia (NEOE3), visa estimular e promover o alinhamento dos objetivos da Companhia, dos executivos e dos empregados, e mitigar os riscos na geração de valor da Companhia pela perda de seus executivos, fortalecendo o comprometimento e a produtividade desses nos resultados de longo prazo. O Plano de Ações possui o período de avaliação estipulado entre 2020 até 2022, enquanto a entrega das ações para os beneficiários será realizada anualmente entre os, exercícios de 2023 a 2025, na condição de que o beneficiário tenha mantido seu vínculo empregatício durante esse período. A outorga do plano para os 113 beneficiários eleitos ocorreu em 01 de dezembro de 2020, com o preço ajustado de R\$16,09 por ação. Em dezembro 2025 a Companhia não possui nenhum beneficiário (111 em 2024) com ações do Plano outorgadas (896.937 em 2024).

Em março de 2025 houve a liquidação da 3ª parcela do Plano de Ações ILP 2020-22. Foram entregues 889.071 ações que corresponde a um total bruto de R\$ 29. O pagamento do plano está totalmente realizado na presente data.

A despesa reconhecida no resultado do exercício em 2025 correspondente ao Plano de ações foi de R\$ 4, incluindo R\$ 1 de encargos (em 2024 a despesa foi de R\$ 5, incluindo R\$ 1 de encargos).

23. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

23.1 Capital social

Em 31 de dezembro de 2025 o capital social é de R\$ 20.920 (em 31 de dezembro de 2024 R\$ 16.920) correspondendo a 1.213.797.248 ações ordinárias (ON) escrituradas, totalmente subscrito, integralizadas e sem valor nominal.

Em abril de 2025, foi aprovado em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária a capitalização de reservas de lucros, no valor de R\$4.000 sem modificação no número de ações, em atendimento ao teor do artigo 199 da Lei das S.A..

	Acionistas		
	ON	ON %	R\$
Iberdrola Energia S.A. (Iberdrola)	974.546.208	80,29%	16.796
Iberdrola S.A.	42.482.904	3,50%	732
Conselheiros e diretores	1.143.802	0,09%	20
Demais acionistas – <i>Free float</i>	195.624.334	16,12%	3.372
Total de ações	1.213.797.248	100%	20.920

A Iberdrola Energía S.A., acionista controladora, celebrou em 10 de setembro de 2025 um contrato de compra e venda de ações com a Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ (“Previ”) para a aquisição da totalidade das ações da Neoenergia detidas pela Previ. A Transação foi concluída no dia 31 de outubro de 2025. Em razão da Operação, o grupo Iberdrola passou a deter aproximadamente 83,8% do capital social da Neoenergia e o acordo de acionistas celebrado entre a Iberdrola e a Previ em 7 de junho de 2017 foi definitivamente extinto.

A Iberdrola Energia, em 24 de novembro de 2025, protocolou perante a CVM o pedido de registro de oferta pública para aquisição de até a totalidade de ações ordinárias de emissão da Companhia, exceto por aquelas detidas, direta e indiretamente, pela Iberdrola e por sua acionista controladora, e por aquelas eventualmente mantidas em tesouraria (“OPA”). A Transação está sujeita às condições precedentes usuais para este tipo de operação, com fechamento previsto para o primeiro semestre de 2026.

23.2 Lucro por ação e remuneração aos acionistas

a) Lucro por ação

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

	Atribuído aos acionistas da Neoenergia S/A			
	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Lucro líquido do exercício	5.031	3.635	5.031	3.636
Média ponderada de número ações em circulação	1.214	1.214	1.214	1.214
Lucro líquido básico e diluído por ação	4,14	2,99	4,14	3,00

b) Remuneração aos acionistas

O Estatuto Social da Companhia determina a remuneração mínima de 25% do lucro líquido, após os ajustes de acordo com as prescrições legais do Brasil. A remuneração aos acionistas se dá sob a forma de

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)

dividendos e/ou juros sobre o capital próprio (JCP), baseado nos limites definidos em lei e no estatuto social da Companhia.

A proposta de remuneração aos acionistas da Neoenergia S/A foi calculada da seguinte forma:

	2025	2024
Lucro líquido do exercício	5.031	3.636
Reserva legal	(252)	(182)
Lucro líquido ajustado	4.779	3.454
Destinação para reserva de retenção de lucros	(3.431)	(2.513)
Dividendo mínimo obrigatório ^(I)	1.348	941
Dividendos	984	425
JCP	364	516
Total	1.348	941
Remuneração total por ação	1,11	0,78

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

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

Deliberação	Natureza de remuneração	Valor deliberado	Valor por ação
2025			
AGOE de 17 de abril de 2025	Dividendos mínimos obrigatórios 2024	425	0,3500917
RCA de 12 de junho de 2025	Juros sobre Capital Próprio 2025	264	0,2174992
RCA de 11 de dezembro de 2024	Juros sobre Capital Próprio 2025	100	0,0823860
	Dividendos Intermediários 2025	984	0,8106790
Total		1.773	
2024			
AGOE de 19 de abril de 2024	Dividendos mínimos obrigatórios 2023	301	0,2486184
RCA de 24 de junho de 2024	Juros sobre Capital Próprio 2024	200	0,1648592
RCA de 12 de dezembro de 2024	Juros sobre Capital Próprio 2024	316	0,2605278
Total		817	

A remuneração a pagar aos acionistas está apresenta como segue:

	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Saldo inicial do exercício	729	773	708	753
Declarada no exercício	1.371	988	1.348	941
Imposto de renda retido na fonte	(53)	(53)	(41)	(49)
Pagos no exercício	(963)	(979)	(946)	(937)
Saldo final do exercício	1.084	729	1.069	708

23.3 Outros resultados abrangentes

A Companhia reconhece em outros resultados abrangentes os ganhos (perdas), líquidos dos tributos, de: (i) obrigações atuárias de benefícios a empregados de R\$ (288); (ii) valor justo de instrumentos financeiros utilizados em uma estratégia de *hedge accounting* de fluxo de caixa de R\$ (292).

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)

23.4 Reserva de Capital

A reserva especial de ágio foi constituída pela reestruturação societária da Companhia, decorrentes aos aportes de capital efetuados na Neoenergia Elektro e Neoenergia Coelba, ambas controladas da Companhia.

23.5 Transação com os sócios e outros

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

Essas transações apresentaram a seguinte movimentação no exercício:

	Controladora
Saldo em 31 de dezembro de 2024	1.857
Transações com sócios	-
Saldo em 31 de dezembro de 2025	1.857
Saldo em 31 de dezembro de 2023	1.801
Oferta pública de aquisição de ações da Neoenergia Cosern ⁽¹⁾	56
Saldo em 31 de dezembro de 2024	1.857

(1) Em agosto de 2024 a Neoenergia adquiriu a participação remanescente dos minoritários, que representam 6,91% do capital social da Neoenergia Cosern.

23.6 Reservas de Lucros

23.6.1 Reserva legal

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

23.6.2 Reserva de lucros a realizar

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

23.6.3 Reserva de retenção de lucros

Possui como finalidade assegurar a manutenção e o desenvolvimento para as atividades principais que compõem o objeto social da Companhia, parte do lucro líquido anual distribuível até o limite máximo do capital social ou proposta de orçamento de capital da Companhia.

23.7 Política contábil material

O capital social representa valores recebidos dos acionistas e, também aqueles gerados pela Companhia que foram formalmente incorporados através de reservas de capital e reservas de lucros. O capital social está representado por ações ordinárias. As ações ordinárias são classificadas como instrumentos de patrimônio por não exporem a Companhia à obrigação de entregar caixa ou outros instrumentos financeiros e deixarem os detentores desses instrumentos (acionistas) expostos às variabilidades dos resultados e

fluxos de caixa gerados pela Companhia. Os gastos incrementais diretamente atribuíveis à emissão de ações são apresentados como dedução do patrimônio líquido, como transações de capital, líquido de efeitos tributários.

A remuneração aos acionistas é reconhecida como passivo nas demonstrações financeiras da Companhia, com base no estatuto social. Qualquer valor acima da remuneração mínima obrigatória aprovada no estatuto social, somente será reconhecido no passivo circulante na data em que for aprovado pelos acionistas.

24. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

As partes relacionadas da Companhia são controladas, *joint ventures*, coligadas, acionistas e suas empresas ligadas e o pessoal-chave da administração da Companhia.

As principais transações comerciais com partes relacionadas reconhecidas como contas a receber e/ou contas a pagar e respectivas receitas e/ou custos/despesas estão relacionadas aos: (i) contratos de compra e venda de energia elétrica; (ii) contratos de uso do sistema de distribuição de energia ou no sistema de transmissão; (iii) prestação serviços de operação e manutenção; (iv) contratos de serviços administrativos.

As transações com os fundos de pensão responsáveis pela gestão dos benefícios de curto e longo prazo concedidos aos empregados da Companhia estão classificadas como “Acionistas e Outros” nesta nota explicativa.

As informações sobre transações com partes relacionadas e os efeitos nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia são apresentados abaixo:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS



Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Valores expressos em milhões de reais)

24.1 Saldo em aberto com partes relacionadas

	2025				Consolidado 2024			
	Joint ventures	Coligadas	Acionistas e outros	Total	Joint ventures	Coligadas	Acionistas e outros	Total
Ativo								
Contas a receber e outros (d)	3	16	-	19	3	12	-	15
Dividendos e juros sobre capital próprio a receber (e)	18	11	-	29	4	3	-	7
Outros ativos (f)/(g)	-	-	32	32	-	-	16	16
	21	27	32	80	7	15	16	38
Passivo								
Fornecedores e contas a pagar (a)/(b)	12	168	184	364	7	150	185	342
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar (e)	-	-	1.084	1.084	-	-	729	729
Outros passivos	-	-	2	2	-	-	8	8
	12	168	1.270	1.450	7	150	922	1.079

	2025				Controladora 2024			
	Controladas	Joint ventures e coligadas	Acionistas e outros	Total	Controladas	Joint ventures e coligadas	Acionistas e outros	Total
Ativo								
Dividendos e juros sobre capital próprio a receber	640	18	-	658	706	5	-	711
Contratos de Mútuo	1.004	-	-	1.004	627	-	-	627
Outros ativos	1	-	-	1	6	-	-	6
	1.645	18	-	1.663	1.339	5	-	1.344
Passivo								
Fornecedores e contas a pagar (a)/ (b)/ (c)	-	-	170	170	-	-	164	164
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar (e)	-	-	1.069	1.069	-	-	708	708
Outros passivos	135	-	-	135	161	-	-	161
	135	-	1.239	1.374	161	-	872	1.033

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS



Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Valores expressos em milhões de reais)

24.2 Transações com partes relacionadas

	2025				Consolidado 2024			
	Joint ventures	Coligadas	Acionistas e outros	Total	Joint ventures	Coligadas	Acionistas e outros	Total
Resultado do exercício								
Receita operacional, líquida (d)	32	45	-	77	26	32	-	58
Custos dos serviços (c)	(56)	(1.361)	(4)	(1.421)	(63)	(1.346)	(7)	(1.416)
Despesas gerais e administrativas(a)/(b) (f)/(g)	-	-	(235)	(235)	-	-	(236)	(236)
	(24)	(1.316)	(239)	(1.579)	(37)	(1.314)	(243)	(1.594)

	2025				Controladora 2024			
	Controladas	Joint ventures e coligadas	Acionistas e outros	Total	Controladas	Joint ventures e coligadas	Acionistas e outros	Total
Resultado do exercício								
Receita operacional, líquida	4	-	-	4	5	-	-	5
Despesas gerais e administrativas (a)/(b)	(1)	-	(169)	(170)	(1)	-	(164)	(165)
Resultado financeiro líquido	466	-	-	466	379	-	-	379
	469	-	(169)	300	383	-	(164)	219

24.3 Principais transações com partes relacionadas

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

Item	Empresa relacionada	Tipo de transação	Índice de correção / remuneração contratual	Prazo	Vencimento	Ativo/ (Passivo)	Resultado do exercício
a)	Iberdrola, S.A.	Contrato de Licença de Uso de Marca registrada de propriedade da Iberdrola, S.A., utilizadas pela Neoenergia e por suas controladas licenciadas nos termos do contrato.	N/A	10 anos	2026	(183)	(183)
b)	Norte Energia S.A.	Compra de energia no ambiente Regulado - CCEAR	IPCA	30 anos	2026	(161)	(1.281)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Valores expressos em milhões de reais)



Item	Empresa relacionada	Tipo de transação	Índice de correção / remuneração contratual	Prazo	Vencimento	Ativo/ (Passivo)	Resultado do exercício
c)	Norte Energia S.A.	Contrato de Uso e Conexão do Sistema de Transmissão (CUST)	IPCA	Indeterminado	2026	16	45
	Iberdrola, S.A.	Dividendos e JCP	N/A	1 ano	2026	(896)	-
	Minoritários	Dividendos e JCP	N/A	1 ano	2026	(188)	-
d)	Neoenergia Transmissão S.A.	Dividendos e JCP	N/A	N/A	2026	18	-
	Energética Corumbá III S.A.	Dividendos e JCP	N/A	N/A	2026	11	-
e)	Néos Previdência Complementar	Benefícios a conceder e benefícios concedidos	N/A	Indeterminado	N/A	31	(50)
f)	Iberdrola Generacion Termica	Operação e Manutenção - O&M	IGPM	24 anos	2026	1	(4)

24.4 Remuneração da administração (Pessoal-chave)

As remunerações de empregados, incluindo os ocupantes de funções executivas e membros do conselho de administração da Companhia reconhecidos no resultado do exercício pelo regime de competência, estão apresentadas como segue:

	Consolidado		Controladora	
	2025	2024	2025	2024
Salários e benefícios recorrentes	54	54	42	43
Remuneração variável de curto prazo	18	21	14	16
Benefícios de longo prazo ⁽¹⁾	14	25	9	20
Rescisões contratuais	3	1	3	-
Total	89	101	68	79

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

24.5 Garantias financeiras concedidas

As garantias oferecidas pela Companhia são efetuadas com base em cláusulas contratuais que suportam as operações financeiras entre as *joint ventures*/coligadas e terceiros, garantindo assunção do cumprimento de obrigação, caso o devedor original não honre os compromissos financeiros estabelecidos.

Em 31 de dezembro de 2025, o total de garantias financeiras concedidas pela Companhia para determinadas *joint ventures* e coligadas totalizaram R\$ 3.432.

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Valores expressos em milhões de reais)

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:

	2025			Consolidado 2024		
	CA	VJORA	VJR	CA	VJORA	VJR
Ativos financeiros						
Caixa e equivalentes de caixa	4.145	-	4.308	3.989	-	3.741
Títulos e valores mobiliários	321	-	800	173	-	482
Contas a receber de clientes e outros	13.864	-	-	12.713	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	-	220	235	-	1.327	361
Ativo financeiro setorial (Parcela A e outros)	206	-	-	-	-	-
Concessão do serviço público (Ativo financeiro)	-	-	32.993	-	-	33.806
Outros ativos	266	-	-	425	-	-
	18.802	220	38.336	17.300	1.327	38.390
Passivos financeiros						
Fornecedores, contas a pagar a empreiteiros e contratos de convênio	5.024	-	-	4.299	-	-
Empréstimos e financiamentos	51.487	-	6.240	50.593	-	2.007
Passivo financeiro setorial (Parcela A e outros)	1.368	-	-	2.350	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	-	965	79	-	538	155
Passivo de arrendamento	248	-	-	243	-	-
Uso do bem público	42	-	-	64	-	-
Outros passivos	1.989	-	-	1.271	-	-
	60.158	965	6.319	58.820	538	2.162

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).

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Valores expressos em milhões de reais)

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:

	2025		Consolidado 2024	
	Nível 2	Nível 3	Nível 2	Nível 3
Ativos financeiros				
Caixa e equivalentes de caixa	4.308	-	3.741	-
Títulos e valores mobiliários	800	-	482	-
Instrumentos financeiros derivativos	449	6	1.688	-
Concessão do serviço público (Ativo financeiro)	-	32.993	-	33.806
	5.557	32.999	5.911	33.806
Passivos financeiros				
Empréstimos e financiamentos	6.240	-	2.007	-
Instrumentos financeiros derivativos	1.044	-	693	-
	7.284	-	2.700	-

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 2025 e 2024, relacionados aos ativos e passivos financeiros mensurados através de técnicas de nível 3, foram nos montantes de R\$ 1.596 e R\$ 1.504, 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.

	2025		Consolidado 2024	
	Saldo contábil	Estimativa de valor justo – Nível 2	Saldo contábil	Estimativa de valor justo – Nível 2
Empréstimos e financiamentos	51.487	51.457	50.593	50.193

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 material

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

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Valores expressos em milhões de reais)

de negócios da entidade para a gestão dos ativos financeiros; quanto nas características de fluxo de caixa contratual do ativo financeiro, conforme segue:

- Custo amortizado (CA): ativo financeiro cujo fluxo de caixa contratual resulta somente do pagamento de principal e juros sobre o principal em datas específicas e, cujo modelo de negócios objetiva manter o ativo com o fim de receber seus fluxos de caixa contratuais;
- Valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA): ativo financeiro cujo fluxo de caixa contratual resulta somente do recebimento de principal e juros sobre o principal em datas específicas e, cujo modelo de negócios objetiva tanto o recebimento dos fluxos de caixa contratuais do ativo quanto sua venda; e
- Valor justo por meio do resultado (VJR): todos os demais ativos financeiros. Esta categoria geralmente inclui instrumentos financeiros derivativos.

Os instrumentos mensurados pelo CA e VJORA estão suscetíveis ao reconhecimento das perdas de créditos esperados. De modo geral, as perdas de crédito esperadas dos instrumentos financeiros oriundos das operações da Companhia (ex: Contas a receber) são mensurados pelo método simplificado, a partir de uma matriz de provisão que a pondera as características dos instrumentos, idade do título, históricos de perdas e expectativa de perdas futuras.

(ii) Passivo financeiro

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

25.6 Métodos e técnicas de avaliação

(i) Concessões do serviço público

Para mensuração do valor justo, a Companhia utiliza abordagem de custo de reposição baseado nas tabelas de preço da ANEEL, estipuladas para ativos inerentes a operações passíveis de indenização pelo poder concedente. Os fatores relevantes para mensuração do valor justo não são observáveis e não existe mercado ativo. Por isso, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3.

(ii) Empréstimos e financiamentos

O valor justo dos empréstimos e financiamentos classificados no nível 2 são baseados na abordagem de Receita ou na abordagem de Mercado.

As debêntures negociadas em mercado secundário são mensuradas com base na abordagem de mercado, sendo a referência o último preço de negociação ou PU cotação, ambos disponíveis na B3 ou Anbima, respectivamente.

As debêntures não negociadas em mercado secundário e os demais empréstimos e financiamentos

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Valores expressos em milhões de reais)

bilaterais são mensuradas com base na abordagem de receita, determinada pelo uso de técnica de avaliação de fluxo de caixa descontado a partir da utilização de curvas livre de risco provenientes de fonte de mercado (B3) e do spread de risco de crédito da Companhia, divulgado pelas agências classificadoras de *rating*. O *spread* de crédito da Companhia é ajustado a *duration* e a moeda de cada instrumento de dívida.

(iii) Instrumentos financeiros derivativos

Os instrumentos financeiros derivativos foram avaliados por meio da utilização das curvas e preços de mercado que impactam cada instrumento, nas datas de apuração e que reflitam corretamente as condições de mercado das variáveis incluídas na sua precificação, bem como as condições contratuais vigentes para o instrumento. No caso de *swaps*, tanto o valor presente da ponta ativa quanto o da ponta passiva são estimados através do desconto dos seus fluxos de caixa pelas taxas de juros nas moedas correspondentes. O valor justo é obtido pela diferença entre o valor presente da ponta ativa e da ponta passiva do *swap* na moeda de referência. Para os contratos a termo são precificados utilizando as curvas futuras dos respectivos ativos subjacentes. Normalmente, estas curvas são obtidas na B3 e/ou no portal da *Bloomberg*.

O risco da carteira de derivativos é mensurado pelo método delta-normal, considerando que a distribuição futura dos fatores de risco e suas correlações tenderão a apresentar as mesmas propriedades estatísticas verificadas nas observações históricas. A Companhia faz o acompanhamento risco de crédito da carteira de derivativos simulando picos hipotéticos de exposição e comparando se estes picos ficam dentro do limite estabelecido pelos controles de risco de crédito da Companhia, por cada contraparte. A estimativa do valor em risco considera nível de confiança de 95% para o horizonte de até 10 dias úteis.

25.7 Informações complementares sobre os instrumentos derivativos

A Companhia possui instrumentos financeiros derivativos com objetivo de proteção econômica e financeira contra o risco de alteração nas taxas de câmbio e de juros. Os principais instrumentos utilizados são *swaps* e *Non-Deliverable Forwards* (NDF).

Todas as operações de derivativos dos programas de *hedge* da Companhia estão detalhadas nos quadros a seguir, que incluem informações sobre tipo de instrumento, valor de referência, vencimento, valor justo incluindo risco de crédito.

Com o objetivo de avaliar a relação econômica entre o item protegido e o instrumento de *hedge*, a Companhia adota metodologia de teste de efetividade prospectivo através dos termos críticos do objeto e dos derivativos contratados, com o intuito de concluir se há a expectativa de que mudanças nos fluxos de caixa do item objeto de *hedge* e do instrumento de *hedge* possam ser compensados mutuamente.

Programa de *hedge* dos empréstimos e financiamentos em Dólar

Com o objetivo de proteção econômica e financeira, o Grupo contrata operações de *swap* para converter para R\$ as dívidas e empréstimos denominados em US\$. Nestes *swaps*, o Grupo assume posição passiva em R\$ atrelado ao CDI e posição ativa em US\$ atrelado a taxas fixas ou flutuantes.

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Valores expressos em milhões de reais)

Os programas abaixo são classificados de acordo com os critérios contábeis de *hedge* mensurados a valor justo por meio do resultado:

Swap US\$ pós vs R\$ pós	Valor de referência		Vencimento (Ano)	Valor justo	
	2025	2024		2025	2024
Ativo	US\$ 66	US\$ 87	2027 - 2029	362	536
Passivo	R\$ 213	R\$ 281		(209)	(273)
Exposição líquida				153	263

Swap US\$ pré vs R\$ pós	Valor de referência		Vencimento (Ano)	Valor justo	
	2025	2024		2025	2024
Ativo	US\$ 11	US\$ 30	2026 - 2027	62	180
Passivo	R\$ 40	R\$ 87		(39)	(86)
Exposição líquida				23	94

Os programas abaixo são designados para contabilidade de *hedge* e classificados como *hedge* de fluxo de caixa, portanto mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes:

Swap US\$ pós vs R\$ pós	Valor de referência		Vencimento (Ano)	Valor justo	
	2025	2024		2025	2024
Ativo	US\$ 494	US\$ 40	2030	2.696	243
Passivo	R\$ 2.684	R\$ 130		(2.684)	(132)
Exposição líquida				12	111

Swap US\$ pré vs R\$ pós	Valor de referência		Vencimento (Ano)	Valor justo	
	2025	2024		2025	2024
Ativo	US\$ 1.188	US\$ 1.587	2026 - 2036	6.287	9.374
Passivo	R\$ 6.767	R\$ 8.542		(6.811)	(8.635)
Exposição líquida				(524)	739

Programa de *hedge* dos empréstimos e financiamentos em Euro

Com o objetivo de proteção econômica e financeira, a Companhia contrata operações de *swap* para converter para R\$ as dívidas e empréstimos denominados em EUR. Nestes *swaps*, a Companhia assume posição passiva em R\$ atrelado ao CDI e posição ativa em EUR atrelado a taxas fixas ou flutuantes.

Os programas abaixo são designados para contabilidade de *hedge* e classificados como *hedge* de fluxo de caixa, portanto mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes:

Swap EUR \$ pós vs R\$ pós	Valor de referência		Vencimento (Ano)	Valor justo	
	2025	2024		2025	2024
Ativo	€ 88	-	2026	577	-
Passivo	R\$ 554	-		(554)	-
Exposição líquida				23	-

Swap EUR \$ pré vs R\$ pós	Valor de referência		Vencimento (Ano)	Valor justo	
	2025	2024		2025	2024
Ativo	-	€ 132	2025	-	849
Passivo	-	R\$ 759		-	(762)
Exposição líquida				-	87

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Valores expressos em milhões de reais)

Programa de *hedge* dos empréstimos e financiamentos em Reais indexados ao IPCA

Com o objetivo de proteção econômica e financeira, a Companhia pode contratar operações de *swap* para converter para o CDI as dívidas e empréstimos em R\$ atrelados ao IPCA. Nestes *swaps*, a Companhia assume posição passiva em CDI e posição ativa em IPCA.

Este programa é designado para contabilidade de *hedge* e mensurado ao valor justo por meio do resultado:

Swap IPCA vs CDI	Valor de referência		Vencimento (Ano)	Valor justo	
	2025	2024		2025	2024
Ativo	-	R\$ 11	2025	-	11
Passivo	-	R\$ 7		-	(7)
Exposição líquida				-	4

Programa de *hedge* para desembolsos em Dólar

Com o objetivo de reduzir a volatilidade do fluxo de caixa, a Companhia pode contratar operações via NDF e opções para mitigar a exposição cambial originada por desembolsos denominados ou indexados ao Dólar.

Este programa é designado para contabilidade de *hedge* e classificados como *hedge* de fluxo de caixa, portanto mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes:

NDF	Valor de referência		Vencimento (Ano)	Valor justo	
	2025	2024		2025	2024
Desembolso USD					
Termo de Compra	US\$ 17	US\$ 15	2026	(4)	4
Exposição líquida				(4)	4

Programa de *hedge* para desembolsos em Euro

Com o objetivo de reduzir a volatilidade do fluxo de caixa, a Companhia pode contratar operações via NDF para mitigar a exposição cambial originada por desembolsos denominados ou indexados ao Euro.

Este programa é designado para contabilidade de *hedge* e classificados como *hedge* de fluxo de caixa, portanto mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes:

NDF	Valor de referência		Vencimento (Ano)	Valor justo	
	2025	2024		2025	2024
Desembolso EUR					
Termo	€ 1	€ 4	2026	-	3
Exposição líquida				-	3

Programa de *hedge* dos empréstimos e financiamentos em Reais

Com o objetivo de reduzir a volatilidade do fluxo de caixa oriunda da variação das taxas pré-fixadas frente a curva de juros, a Companhia pode contratar operações via Swaps para mitigar a exposição.

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Valores expressos em milhões de reais)

Este programa é designado para contabilidade de *hedge* e mensurados ao valor justo por meio do resultado:

Swap R\$ pré vs R\$ pós	Valor de referência		Vencimento (Ano)	Valor justo	
	2025	2024		2025	2024
Ativo	R\$ 6.173	R\$ 1.495	2030	5.950	1.330
Passivo	R\$ 6.179	R\$ 1.495		(5.975)	(1.485)
Exposição líquida				(25)	(155)

Programa de *hedge* dos empréstimos e financiamentos em lene

Com o objetivo de proteção econômica e financeira, a Companhia contrata operações de *swap* para converter para R\$ as dívidas e empréstimos denominados em JPY. Nestes *swaps*, a Companhia assume posição passiva em R\$ atrelado ao CDI e posição ativa em JPY atrelado a taxas fixas.

Este programa é designado para contabilidade de *hedge* e classificado como *hedge* de fluxo de caixa, portanto mensurado ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes.

Swap JPY pré vs R\$ pós	Valor de referência		Vencimento (Ano)	Valor justo	
	2025	2024		2025	2024
Ativo	JPY 22.216	JPY 38.621	2026-2031	756	1.507
Passivo	R\$ 992	R\$ 1.631		(1.010)	(1.658)
Exposição líquida				(254)	(151)

25.8 Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade estima o valor potencial dos instrumentos financeiros derivativos e respectivas exposições objetos de proteção, em cenários probabilísticos dos principais fatores de risco de mercado aos quais estão expostos, considerando a volatilidade histórica observada e mantendo todas as demais variáveis constantes. A estimativa do valor potencial em risco considera o horizonte projetado para os próximos 61 dias úteis (ou 90 dias corridos) a partir 31 de dezembro de 2025.

- **Cenário Provável:** Foram projetados os fluxos de caixa futuros na data de análise, considerando os saldos e eventuais encargos e juros, estimados com base nas taxas de câmbio e/ou taxas de juros vigentes no mercado em 31 de dezembro de 2025.

- **Cenário II:** Estimativa do valor justo considerando uma deterioração de 15% nas variáveis de risco associadas em relação ao cenário provável.

- **Cenário III:** Estimativa do valor justo considerando uma deterioração de 30% nas variáveis de risco associadas em relação ao cenário provável.

Para fins da análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros derivativos a Companhia entende que há necessidade de considerar os passivos objetos de proteção, com exposição à flutuação das taxas de câmbio ou índice de preços e que se encontram registrados no balanço patrimonial.

Como 100% das dívidas em moeda estrangeira estão protegidas por *swaps*, o risco de variação da taxa de câmbio é irrelevante, conforme demonstrado no quadro a seguir:

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Valores expressos em milhões de reais)

Operação	Moeda	Risco	Cotação	Exposição (Saldo/ Nocional)	Cenário Provável	Impacto Cenário (II)	Impacto Cenário (III)
Dívida em Dólar				(9.672)	(9.860)	(1.480)	(2.957)
Swap Ponta Ativa em Dólar	Dólar (\$)	Alta do Dólar	5,5024	9.407	9.592	1.438	2.877
Exposição Líquida				(265)	(268)	(42)	(80)
Dívida em Euro				(568)	(582)	(87)	(175)
Swap Ponta Ativa em Euro	Euro (€)	Alta do Euro	6,4692	577	590	89	177
Exposição Líquida				9	8	2	2
Dívida em Iene				(780)	(804)	(121)	(241)
Swap Ponta Ativa em Iene	Iene (JPY)	Alta do Iene	0,0351	756	778	117	233
Exposição Líquida				(24)	(26)	(4)	(8)

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)	Cenário Provável	Impacto Cenário (II)
Item protegido: parte de desembolsos em USD NDF	Dólar (\$)	Alta do Dólar Queda do Dólar	5,5024	(104) 104	14 (14)	29 (29)
Exposição				-	-	-
Item protegido: parte de desembolsos em Euro NDF	Euro (€)	Alta do Euro Queda do Euro	6,4692	(11) 11	1 (1)	3 (3)
Exposição				-	-	-

A tabela abaixo demonstra a perda (ganho) devido a variação das taxas de juros que poderá ser reconhecida no resultado da Companhia no exercício seguinte, caso ocorra um dos cenários apresentados abaixo:

Operação	Moeda	Risco	Cotação	Exposição (Saldo/ Nocional)	Cenário Provável	Impacto Cenário (II)	Impacto Cenário (III)
Ativos financeiros							
Aplicações financeiras em CDI	CDI	Queda do CDI	14,90%	9.411	331	(47)	(96)
Passivos financeiros							
Empréstimos e financiamentos							
Dívidas em CDI	CDI	Alta do CDI	14,90%	(16.377)	(2.670)	(400)	(801)
Swaps Dólar x CDI (Ponta Passiva)	CDI	Alta do CDI	14,90%	(16.251)	(2.440)	(366)	(732)
Dívida em IPCA	IPCA	Alta do IPCA	4,46%	(24.521)	(2.310)	(149)	(296)
Dívida em Euribor	EURIBOR	Alta da EURIBOR	2,42%	(569)	(16)	(2)	(4)
Swap EURIBOR x CDI (Ponta Ativa)	EURIBOR	Alta da EURIBOR	2,42%	577	16	2	4
Dívida em SOFR	SOFR	Alta do SOFR	3,71%	(1.104)	(67)	(7)	(15)
Swap SOFR x CDI (Ponta Ativa)	SOFR	Alta do SOFR	3,71%	1.120	68	7	15
Dívida em TJLP	TJLP	Alta da TJLP	9,19%	(705)	(80)	(10)	(19)
Swap ponta passiva em IPCA	IPCA	Alta do IPCA	4,46%	(1.030)	(85)	(6)	(12)

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Valores expressos em milhões de reais)

26. COMPROMISSOS

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

	Compra de Energia ^(I)	Construção de Infraestrutura
2027	16.666	6.360
2028	17.366	6.579
2029	17.395	6.251
2030	18.546	6.555
2031	19.346	6.562
2032 em diante	115.904	35.080
Total	205.223	67.387

(I) Os valores relativos aos contratos de compra de energia, cuja vigência varia de 1 a 30 anos, representam o volume total contratado e foram homologados pela ANEEL, que atendem os compromissos impostos pela legislação.

27. EVENTOS SUBSEQUENTES

Pagamento de Dividendos

Em 09 de fevereiro de 2026 foi realizado o pagamento aos acionistas de Dividendos Intermediários aprovados na Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 11/12/2025, no valor de R\$ 984.

Captação de Dívida

Conforme detalhamento abaixo foi realizado as seguintes captações:

Controlada	Natureza	Montante	Vencimento	Data de recebimento
Neoenergia Elektro	Mercado de capitais	R\$ 200	3 anos	09/01/2026
		R\$ 200		09/02/2026

Contadora

Michelle de Frias Braz
CRC RJ – N° 114819/O-2

MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

Conselho de Administração

José Ignacio Sánchez Galán

Presidente

Titulares

José Sainz Armada	Denísio Augusto Liberato Delfino
Daniel Alcaín López	Márcio de Souza
Mário José Ruiz-Tagle Larrain	Márcio Antônio Chiumento
Santiago Matias Martínez Garrido	Marina Freitas Gonçalves de Araújo Grossi
Eduardo Capelastegui Saiz	Cristiano Frederico Ruschmann

Suplentes

Alejandro Román Arroyo	Armando José Ugarriza Capdevila
Mônica Grau Domene	Ilton Luis Schwaab
Tomas Enrique Guijarro Rojas	Wagner de Siqueira Pinto
Miguel Gallardo Corrales	Rafael Soares Ribeiro de Castro

Conselho Fiscal

Francesco Gaudio

Presidente

Titulares

Eduardo Valdés Sanchez	
João Guilherme Lamenza	Manuel Jeremias Leite Caldas

Suplentes

José Antonio Lamenza	
Glaucia Janice Nietsche	Eduardo Azevedo do Valle
Antonio Carlos Lopes	

Diretoria Executiva

Eduardo Capelastegui Saiz

Diretor-Presidente

Solange Maria Pinto Ribeiro	Leonardo Pimenta Gadelha
<i>Diretora Vice-Presidente de Regulação, Institucional e Sustentabilidade</i>	<i>Diretor Executivo de Finanças e de Relações com Investidores</i>
Juliano Pansanato de Souza	David Benavent del Prado
<i>Diretor Executivo de Controle Patrimonial e Planejamento</i>	<i>Diretor Executivo Comercial</i>
Lara Cristina Ribeiro Piau Marques	Giancarlo Vassão de Souza
<i>Diretora Executiva Jurídica</i>	<i>Diretor Executivo de Operações</i>
Carlos Henrique Quadros Choqueta	
<i>Diretor Executivo de Desenvolvimento</i>	

Contadora

Michelle de Frias Braz

CRC RJ – Nº 114819/O-2

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 2025, 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, orçamento de capital, ante as informações e os esclarecimentos prestados pela Diretoria da Companhia e considerando, ainda, o parecer dos auditores independentes (Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda.) e o parecer do Conselho Fiscal, deliberou favoravelmente aos referidos documentos e propõe sua aprovação pela Assembleia Geral da Companhia.

Rio de Janeiro, 11 de fevereiro de 2026.

JOSE IGNACIO SÁNCHEZ GALÁN – Presidente do Conselho de Administração

JOSÉ SAINZ ARMADA

SANTIAGO MARTÍNEZ GARRIDO

DAVID JOSÉ MESONERO MOLINA

MARIO RUIZ-TAGLE LARRAIN

DANIEL ALCAIN

EDUARDO CAPELASTEGUI SAIZ

DENÍSIO LIBERATO

MARCIO DE SOUZA

CRISTIANO FREDERICO RUSCHMANN

MARINA FREITAS GONÇALVES DE ARAÚJO GROSSI

ELVIRA BARACUHY CAVALCANTI PRESTA

MÁRCIO ANTÔNIO CHIUMENTO

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 deste Conselho: i) as Demonstrações Financeiras relativas ao Exercício Social de 2025, 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 orçamento de capital, considerando os esclarecimentos prestados pela Diretoria da Companhia, o relatório dos auditores independentes (Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes Ltda.) e seu parecer. O Conselho Fiscal, aprovou os referidos documentos e propõe sua submissão para deliberação pela Assembleia Geral 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, 10 de fevereiro de 2026.

FRANCESCO GAUDIO – Presidente do Conselho Fiscal

EDUARDO VALDÉS SANCHEZ

JOÃO GUILHERME LAMENZA

MANUEL JEREMIAS LEITE CALDAS

RENE NUNES DOS SANTOS

MEMÓRIA DE ATIVIDADES COMITÊ DE AUDITORIA

O COMITÊ DE AUDITORIA

O Comitê de Auditoria da Neoenergia S.A. é um órgão estatutário de assessoramento permanente e interno vinculado ao Conselho de Administração, com faculdades para informar, analisar e apresentar propostas para o Conselho de Administração dentro do escopo de suas funções previstas no Regimento Interno do Comitê (“Regimento”). O Regimento tem como objetivo estabelecer os princípios e as formas de atuação e funcionamento do Comitê, observado o disposto no Estatuto Social, no Acordo de Acionistas, na legislação em vigor, em especial a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976 (“Lei das S.A.”), no Sistema de Governança e Sustentabilidade da Companhia e na regulamentação aplicável, em especial o Regulamento do Novo Mercado da B3 S.A. – Brasil, Bolsa e Balcão.

O Comitê de Auditoria da Neoenergia é composto por membros indicados pelos acionistas e aprovados pelo Conselho de Administração da Sociedade, tendo como membros:

Nome	CARGO
Cristiano Frederico Ruschmann	Presidente
Marina Freitas Gonçalves de Araújo Grossi	Membro titular
Elvira Baracuhy Cavalcanti Presta	Membro titular
Daniel Alcaín López	Membro titular
Márcio Antonio Chiumento	Membro titular
Mônica Grau Domene	Membro suplente
Gustavo Tudisco	Membro Secretário

COMENTÁRIOS DO PRESIDENTE DO COMITÊ DE AUDITORIA

A Neoenergia S.A possui uma estrutura de Governança Corporativa consolidada, na qual desde o ano 2005 se incluem os Comitês ligados diretamente ao Conselho de Administração e demais órgãos de governança da Companhia, cujo objetivo é suportar o Conselho de Administração no cumprimento de suas funções. A estrutura adotada demonstra a preocupação da Companhia com a ética, a transparência e as boas regras de governança exigidas pelo mercado.

Dentre os órgãos constantes dessa estrutura está o Comitê de Auditoria, ao qual cabe:

“Auxiliar o Conselho de Administração na supervisão (i) da integridade das demonstrações financeiras e controles internos da Companhia, (ii) da conformidade da Companhia com os requisitos legais e regulatórios, (iii) da independência e qualificações do auditor independente externo e da área de Auditoria Interna e Riscos da Companhia”. (Artigo 11º do Regimento do Comitê de Auditoria).

O Comitê vem realizando sua função com dedicação e responsabilidade, interagindo constantemente com a Alta Administração da Neoenergia e os demais órgãos de governança, no sentido de cumprir a sua missão, sempre no melhor interesse da Companhia.

A Memória de Atividades apresenta as atividades desenvolvidas pelo Comitê de Auditoria na condução deste processo, além das atividades específicas desenvolvidas durante o exercício social do ano de 2025.

Durante o ano de 2025, o Comitê de Auditoria analisou processos de negócio considerados estratégicos, com o objetivo de identificar aspectos de melhoria e garantir as suas implantações, assim como a eficácia do controle das informações técnicas, econômicas e financeiras enviadas para o mercado, garantindo a exatidão e transparência das mesmas.

O relacionamento entre o Comitê de Auditoria e os demais órgãos de governança, é essencial, considerando que o objetivo de melhoria dos processos e uma melhor transparência da gestão são comuns a todos. A sinergia possibilita o cumprimento das boas práticas de governança corporativa.

Gostaria de agradecer a confiança depositada pelo Conselho de Administração da Neoenergia ao Comitê de Auditoria e ressaltar que para alcançar um adequado resultado em seus trabalhos, cumprindo assim com a sua missão e contribuindo para a excelência na gestão da Neoenergia, o Comitê conta com o apoio da Alta Administração e o trabalho realizado pela área de Auditoria Interna e Riscos da Companhia, cujas análises forneceram subsídios ao Comitê de Auditoria para cumprir a sua missão.

Cristiano Frederico Ruschmann

Presidente do Comitê de Auditoria da Neoenergia S.A.

ATIVIDADES DO COMITÊ DE AUDITORIA

Reuniões Realizadas

Em suas reuniões, o Comitê de Auditoria trata assuntos relacionados ao Sistema de Controle Interno, à Governança Corporativa, Gestão de Riscos e às Informações Econômico-Financeiras do Grupo, cumprindo a função que lhe foi atribuída pelo Conselho de Administração da Neoenergia.

Em 2025 foram realizadas 11 reuniões, para tratar dos assuntos a seguir relacionados:

DATA	ASSUNTOS TRATADOS
14/02/25	(1) Demonstrações Financeiras e Resultados 2024; (2) Relatório da Auditoria Externa sobre os Resultados 2024; (3) Avaliação Sistema de Governança e Sustentabilidade 2º semestre 2024; (4) Análise e Relatório sobre a informação econômico-financeira – exercício 2024; (5) Relatório e Informe sobre a independência do auditor independente; (6) Relatório sobre a informação não financeira – exercício 2024; (7) Memória anual das atividades do Comitê de Auditoria – exercício 2024; (8) Memória das Atividades da Auditoria 2024; (9) Acompanhamento das atividades 2024 da Auditoria Interna; (10) Aferição dos Objetivos 2024 – Auditoria Interna e Riscos; (11) Informação Não Financeira e Relatório Anual de Sustentabilidade 2024; (12) Relatório sobre o sistema de controle e gestão de riscos da companhia – exercício 2024; (13) Relatório sobre o grau de cumprimento da Política Fiscal Corporativa e os critérios fiscais aplicados – exercício 2024.
07/03/25	(1) Aferição dos Objetivos 2024 – Diretoria Executiva; (2) Canal de denúncias Neoenergia.
16/04/25	(1) Resultado do 1º trimestre de 2025; (2) Análise das Informações Financeiras ITR/2025; (3) Acompanhamento dos trabalhos da Auditoria Interna; (4) Mapa de Riscos 1º Trimestre;

DATA	ASSUNTOS TRATADOS
	(5) Alteração Políticas de Riscos; (6) Riscos de Cibersegurança.
29/04/25	Resultado do 1º trimestre de 2025
09/06/25	Honorários Adicionais Deloitte 2024/2025
10/07/25	(1) Resultados do 2º Trimestre de 2025; (2) Follow up das políticas corporativas; (3) Informe do Comitê de Auditoria sobre as informações econômico-financeiras correspondente ao 2º trimestre de 2025; (4) Riscos – Relatório 2º Trimestre de 2025; (5) Acompanhamento das atividades da Auditoria Interna 2º trimestre de 2025; (4) Informe do Comitê de Auditoria sobre Empresas de Propósito Específico (SPEs).
21/07/25	Resultado do 2º trimestre de 2025
11/09/25	Segurança de Barragens
15/10/25	(1) Resultados do 3º trimestre /2025; (2) Informe do Comitê de Auditoria sobre a informação econômico-financeira correspondente ao 3º trimestre de 2025; (3) Riscos – Relatório 3º trimestre de 2025; (4) Acompanhamento das Atividades de Auditoria do 3º trimestre de 2025; (5) Contratação de Serviços NAS; (6) Reforma do Sistema de Governança e Sustentabilidade.
27/10/25	Resultado do 3º trimestre de 2025
08/12/25	(1) Plano Anual 2026 – Auditoria Externa; (2) Status da Reforma Tributária (3) Prioridades Auditoria Interna e Riscos 2026; (4) Orçamento Auditoria Interna e Riscos 2026; (5) Mudança Metodologia de Riscos; (6) Plano Anual Auditoria Interna 2026.

O Comitê e a Área de Auditoria Interna e Riscos da Neoenergia

A área de Auditoria Interna e Riscos do Grupo está vinculada hierarquicamente ao Conselho de Administração da Companhia e funcionalmente ao Comitê de Auditoria, possibilitando adequado grau de independência, estando sua missão e objetivos plenamente alinhados com os objetivos gerais do Comitê de Auditoria.

O Comitê de Auditoria é responsável pelo acompanhamento e avaliação das atividades desenvolvidas pela área de Auditoria Interna e Riscos, procurando determinar sua efetividade em relação aos critérios de desempenho, o que inclui:

- A abrangência do Plano Anual de Auditoria Interna e seu relacionamento com os objetivos estratégicos do Grupo;
- A entrega dos trabalhos de Auditoria Interna de acordo com o Plano;
- O cumprimento, pelas áreas auditadas, das ações acordadas nos relatórios da Auditoria Interna;
- A manutenção do fluxo necessário das informações juntamente com o Diretor da área de Auditoria Interna e Riscos, sempre no melhor interesse da Companhia.
- Avaliação do sistema de controle e gestão de riscos da Companhia.

Em 2025, a área de Auditoria Interna e Riscos da Neoenergia desempenhou diferentes funções relacionadas às atividades do Comitê:

- Supervisão da eficácia do Sistema de Controle Interno na Neoenergia, mediante a execução do Plano Anual de Trabalhos.
- O Diretor da área de Auditoria Interna e Riscos prestou contas ao Comitê de Auditoria da realização do Plano Anual de Trabalhos 2025, apresentando resumos das conclusões dos trabalhos desenvolvidos.
- Apresentação dos relatórios trimestrais sobre o sistema de controle e gestão de riscos das Companhia.
- Fornecimento de opinião independente em todas as análises realizadas a pedido do Comitê de Auditoria para o andamento de suas atividades e informes.
- Suporte permanente ao Comitê, servindo como interlocutor entre este e toda a Companhia.

O Comitê e a Auditoria Independente

O Comitê tem as seguintes funções relacionadas à Auditoria Independente:

- i. Propor ao Conselho de Administração as condições para contratação do Auditor Independente.
- ii. Assegurar a independência do Auditor, recebendo deste informações periódicas sobre qualquer atividade que possa colocar tal independência em risco.
- iii. Receber relatórios regulares sobre assuntos e atualizações na legislação contábil e de auditoria.
- iv. Receber anualmente do Auditor Independente a confirmação escrita de sua independência frente à Companhia, bem como informações sobre os serviços adicionais de qualquer classe prestados pelo Auditor Independente ou pelas pessoas ou entidades vinculadas a este, conforme regulamentação aplicável.
- v. Emitir anualmente, antes da emissão dos Relatórios de Auditoria, um relatório sobre a independência do Auditor Independente. Este relatório deverá tratar, em todos os casos, da prestação de serviços adicionais citada no parágrafo anterior.
- vi. Analisar, em conjunto com o Auditor Independente, as deficiências significativas do sistema de controle interno que possam ser detectadas e revisar o teor dos Relatórios de Auditoria antes de serem emitidos, evitando-se ressalvas depois de prontos e avaliar os resultados de cada auditoria, verificando a resposta da Diretoria Executiva da Companhia às suas recomendações.
- vii. Servir de canal de comunicação entre o Conselho de Administração e o Auditor Independente, de quem o Comitê irá receber informações regulares sobre o plano de auditoria e os resultados de sua execução.

Para cumprimento dessa função, o Comitê interage regularmente com o Auditor Externo, avaliando o cumprimento das recomendações constantes das Cartas de Controles Internos, assim como avalia o posicionamento deste ante aos aspectos identificados nas análises trimestrais.

PERSPECTIVAS PARA 2026

No modelo de Governança Corporativa, o Comitê de Auditoria é um elemento chave na função de controle e supervisão desempenhada pelo Conselho de Administração da Neoenergia.

Para desempenhar a sua função o Comitê de Auditoria tem previsto o desenvolvimento das seguintes atividades para o ano de 2026:

Auditor Independente

- Acompanhar as atividades desenvolvidas pelo Auditor Externo, mantendo um canal independente de comunicação com o Conselho de Administração; e
- Acompanhar a solução das não conformidades apresentadas nas Cartas de Controles Internos emitidas pelo Auditor Externo.

Informação Econômico-financeira

- Acompanhar os atos relevantes que se produzam no exercício de 2026 e das recomendações formuladas pelo Comitê de Auditoria em relação à elaboração da informação econômico-financeira.
- Revisar outros aspectos relacionados com a informação econômico-financeira.

Informação não financeira

- Informar ao comitê de sustentabilidade sobre o processo de elaboração e apresentação da informação não financeira, assim como sobre a clareza e integridade do seu conteúdo. Este relatório será emitido antes do relatório que será elaborado pelo comitê de sustentabilidade sobre a referida informação não financeira para aprovação pelo Conselho de Administração.

Governança Corporativa

- Analisar as reclamações contra a Sociedade;
- Revisar outras áreas de interesse para o Comitê de Auditoria em matéria de Governança Corporativa, Marco Regulatório, Código Ético, Normas Internas, entre outros.

As atividades para o exercício de 2026 se ajustarão ao calendário de sessões aprovado pelo Comitê de Auditoria, o qual visa atender às atividades previstas e a qualquer outra iniciativa do Comitê cuja necessidade possa vir a se manifestar durante o exercício.

Rio de Janeiro, 09 de fevereiro de 2026.

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E O RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE

O Diretor Presidente e os demais Diretores da NEOENERGIA S.A. (“Companhia”), sociedade por ações, de capital aberto, com sede na Praia do Flamengo, 78 – 3º Andar, Flamengo, Rio de Janeiro/RJ, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 01.083.200/0001-18, para fins do disposto nos incisos V e VI do artigo 27 da Instrução CVM nº 80, de 30 de março de 2022, declaram que:

(I) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no relatório da Deloitte relativamente às demonstrações financeiras da Companhia alusivas ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2025; e

(II) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2025.

Rio de Janeiro, 11 de fevereiro de 2026.

Eduardo Capelastegui Saiz
Diretor Presidente

Solange Maria Pinto Ribeiro
Diretora Vice-Presidente de Regulação, Institucional e Sustentabilidade

Leonardo Pimenta Gadelha
Diretor Executivo de Finanças e de Relações com Investidores

Juliano Pansanato de Souza
Diretor Executivo de Controle Patrimonial e Planejamento

Carlos Henrique Quadros Choqueta
Diretor Executivo de Desenvolvimento

Giancarlo Vassão de Souza
Diretor Executivo de Operações

Lara Cristina Ribeiro Piau Marques
Diretora Executiva Jurídica

David Benavent del Prado
Diretor Executivo Comercial

PROPOSTA DE ORÇAMENTO DE CAPITAL

A Lei nº 6.404/76, alterada pela Lei nº 10.303/2001 determina em seu artigo 196 que “a assembleia geral poderá, por proposta dos órgãos da administração, deliberar reter parcela do lucro líquido do exercício prevista em orçamento de capital por ela previamente aprovado. Parágrafo 1º – O orçamento, submetido pelos órgãos da administração com a justificação da retenção de lucros proposta, deverá compreender todas as fontes de recursos e aplicações de capital, fixo ou circulante, e poderá ter a duração de até cinco exercícios, salvo no caso de execução, por prazo maior, de projeto de investimento. Parágrafo 2º – O orçamento poderá ser aprovado na assembleia geral que deliberar sobre o balanço do exercício e revisado, anualmente, quando tiver duração superior a um exercício social.”

A Companhia propõe destinar o valor de R\$ 3.431 milhões para a Reserva de retenção de lucros referente ao exercício de 2025, com finalidade de dar continuidade aos investimentos em curso.

Em conformidade com o artigo 27 (IV) da Instrução CVM 80/2022, demonstramos a seguir a proposta de Orçamento de Capital da Neoenergia S.A., bem como as fontes de recursos para o exercício de 2026.

ORÇAMENTO DE CAPITAL - R\$ MM		2026
APLICAÇÕES DE RECURSOS		
REDES		7.267
Distribuição		7.227
Transmissão		40
RENOVÁVEIS		212
LIBERALIZADO		155
HOLDING		17
TOTAL		7.651
FONTE DE RECURSOS		
Retenção de lucros		3.431
Geração de caixa e recursos de terceiros líquidos		4.220
TOTAL		7.651