

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA

CNPJ nº 15.139.629/0001-94 | CVM nº 01452-4 | Companhia Aberta

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2025

DESTAQUES (R\$ MM) 4T25	4T25	4T24	Δ %	2025	2024	Δ %
Margem Bruta	1.811	1.921	(6%)	6.990	6.579	6%
EBITDA	1.389	1.479	(6%)	5.245	4.911	7%
EBITDA Caixa	1.252	1.211	3%	4.376	4.157	5%
Resultado Financeiro	(495)	(463)	7%	(2.122)	(1.769)	20%
Lucro Líquido	498	629	(21%)	1.954	1.808	8%

INDICADORES OPERACIONAIS						
Energia Injetada Total (GWh) (SIN + Sistema Isolado + GD)	7.830	7.611	2,9%	30.425	29.330	3,7%
Energia Distribuída Total (GWh) (Cativa + Livre + GD)	6.570	6.244	5,2%	25.460	24.641	3,3%
Número de Clientes (mil)	6.915	6.758	2,3%			
DEC anualizado (horas)	9,39	10,24	(0,08)			
FEC anualizado (interrupções)	3,76	4,09	(0,08)			
Perdas de Distribuição (%)	15,48%	15,69%	(0,21 p.p.)			

Indicadores Financeiros de Dívida¹			
Dívida Líquida²/EBITDA³	3,39	2,90	0,49
Rating Corporativo (S&P)	AAA	AAA	

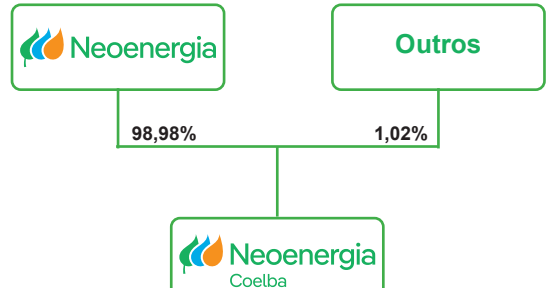
¹ Os indicadores financeiros não são utilizados para cálculo de covenants
 ² Dívida líquida de disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários
 ³ EBITDA 12 meses

Destques Financeiros e Operacionais:
 • Energia injetada total, incluindo CD, de 7.830 GWh no 4T25 (+2,9% vs. 4T24) e de 30.425 GWh em 2025 (+3,7% vs. 2024).
 • EBITDA de R\$ 1.389 milhões no trimestre (-6% vs. 4T24) e de R\$ 5.245 milhões no ano (+7% vs. 2024). EBITDA Caixa (ex- VNR) de R\$ 1.252 milhões no 4T25 (+3% vs. 4T24) e de R\$ 4.376 milhões em 2025 (+5% vs. 2024).
 • R\$ 3,5 bilhões de Capex em 2025, maior parte dedicada à expansão da rede.
 • Perdas totais 12 meses de 15,48%, enquadradas no limite regulatório de 16,61%.
 • DEC de 9,39h (abaixo do regulatório de 12,11h) e FEC de 3,76x (abaixo do regulatório de 6,20x).
 • Recomendação da Aneel ao Ministério de Minas e Energia para renovação da concessão por mais 30 anos.

MENSAGEM DO PRESIDENTE
 O ano de 2025 representou um marco importante na trajetória da Neoenergia Coelba. Consolidamos um ciclo de evolução consistente, impulsionado por um programa robusto de investimentos e pelo nosso compromisso permanente com a expansão, modernização e confiabilidade do fornecimento de energia em toda a Bahia. Foram R\$ 3,9 bilhões¹ aplicados em iniciativas que fortalecem a infraestrutura elétrica e apoiam o desenvolvimento socioeconômico do estado. Avançamos significativamente na ampliação da rede com a entrega de 6 novas subestações e a ampliação de outras 18, adicionando 339 MVA de capacidade ao sistema elétrico. Esses investimentos priorizaram regiões em acelerado crescimento de carga, incluindo áreas turísticas e, especialmente, o Oeste baiano, dinamizado pelo agronegócio. Paralelamente à expansão, intensificamos ações estruturantes voltadas ao aumento da confiabilidade, redução de interrupções e melhoria contínua da experiência dos nossos clientes.
 Os resultados confirmam a assertividade dessas iniciativas. Encerramos o ano com DEC de 9,39 horas e FEC de 3,76, além de evolução de 10% no FER (Frequência de Reclamações) em relação a 2024, refletindo melhorias na qualidade do serviço e na percepção dos consumidores. Reforçamos também nossos canais de atendimento, tanto digitais quanto presenciais, ampliando agilidade, comodidade e eficiência na interação com a população. Mantivemos disciplina operacional e financeira, com inadimplência e perdas dentro dos limites regulatórios. Em 2025, intensificamos iniciativas estruturantes de combate a perdas, resultando na regularização e recuperação de 602,6 GWh. Esses esforços contribuíram para mais um ano de crescimento econômico-financeiro: alcançamos EBITDA de R\$ 5,2 bilhões e Lucro Líquido de R\$ 1,95 bilhão, fortalecendo a sustentabilidade econômico-regulatória da concessionária. O desenvolvimento das pessoas seguiu como prioridade estratégica. Investimos mais de 573 mil horas em treinamentos, com foco em segurança, capacidade técnica e excelência operacional. Promovemos 13 turmas de formação de eletricitistas - incluindo turmas voltadas a obras e três exclusivas para mulheres - reforçando nosso compromisso com diversidade, empregabilidade e geração de renda para a população baiana.
 Entre as iniciativas estruturantes, destacamos o início do processo de internalização de 120 equipes de construção de rede, apoiado por tecnologias que elevam produtividade e padrões de segurança. Com investimento aproximado de R\$ 120 milhões e conclusão prevista para o primeiro trimestre de 2026, essa transformação consolida um modelo mais robusto e ágil, alinhado ao ritmo de crescimento do estado.
 Reforçamos, ainda, nossa proximidade com diversos segmentos econômicos - indústria, agronegócio, turismo, comércio, serviços, saúde e mercado imobiliário - para compreender necessidades específicas e oferecer soluções adequadas de infraestrutura energética. Garantimos, assim, condições confiáveis para novos investimentos, ampliação da competitividade e apoio ao crescimento regional.
 No campo institucional, avançamos em parcerias estratégicas que ampliam eficiência, coordenação técnica e desenvolvimento regional. Ganhou destaque a cooperação com a FIEB para melhoria da qualidade do fornecimento nos polos industriais. Além disso, firmamos termos de cooperação com o CREA BA, o INEMA (Instituto do Meio Ambiente e Recursos Hídricos da Bahia), a SAEB (Secretaria da Administração do Estado da Bahia) e a AIBA (Associação de Agricultores e Irrigantes da Bahia), fortalecendo ações conjuntas em áreas como fiscalização, regularização ambiental, cidadania digital, prevenção a furtos de equipamentos e suporte ao agronegócio.
 Encerramos 2025 com avanços sólidos na expansão, modernização e qualidade do fornecimento de energia, reafirmando nosso compromisso com os clientes, com o desenvolvimento da Bahia e com a sustentabilidade de nosso negócio. Iniciamos 2026 confiantes na continuidade dessa trajetória, preparados para entregar energia de qualidade, apoiar o crescimento econômico e promover uma relação cada vez mais próxima, transparente e eficiente com a sociedade baiana.

¹ Investimentos brutos
 Thiago Freire Guth
 Diretor-presidente da Neoenergia Coelba

1. PERFIL CORPORATIVO E ORGANOGrama SOCIETÁRIO
 A Neoenergia Coelba detém a concessão para distribuição de energia elétrica em 415 dos 417 municípios do Estado da Bahia, e dos municípios de Delmiro Gouveia no Estado de Alagoas e Dianópolis no Estado de Tocantins, abrangendo uma área de concessão de 567 mil km².
1.1. Estrutura Societária
 Em 31 de dezembro de 2025, a estrutura societária da Neoenergia Coelba era a seguinte:



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 do 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 estruturais 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 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 a 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 a 2,3 kV) em duas etapas:
 • em até 24 meses de publicação da Lei (nov/28) para os consumidores comerciais e industriais; e
 • em até 36 meses de publicação da Lei (nov/29) 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.
3.2. Prorrogação das Concessões das Distribuidoras
 Em 20/08/2024 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 09/12/2025 foi publicado o Despacho nº 3.686/2025 onde a ANEEL recomendou ao MME a prorrogação do Contrato de Concessão de Distribuição nº 010/97-ANEEL, considerando que a Neoenergia Coelba 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.
3.3. Processo de Atualização Tarifária
 Em 15/04/25, 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%.

3.4. Taxa Regulatória de Remuneração de Capital - WACC
 Em 27/03/2025 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.
3.5. Retomada do Programa Luz para Todos
 Em 07/08/2023, foi publicado o Decreto nº 11.628, referente à retomada do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - Luz para Todos. Nesta etapa poderão ser consideradas novas demandas por acesso à energia elétrica, inclusive de famílias de baixa renda que, apesar de localizadas em municípios considerados universalizados, não possuem acesso a esse serviço.
 Especificamente para a Neoenergia Coelba, em julho de 2024, foi assinado um novo termo de compromisso do Programa Luz para Todos, com objetivo de estabelecer as premissas para a implantação de meta excepcional, atendendo mais 29,5 mil ligações entre 2024 e 2026.
 Entretanto, como o Contrato de Operacionalização Específico somente foi celebrado entre MME e Neoenergia Coelba em dezembro de 2025, fez-se necessária a assinatura de Termo Aditivo ao Termo de Compromisso de forma a reanexar as metas de ligações previstas para os anos de 2024 e 2025 para 2026.

4. DESEMPENHO OPERACIONAL

4.1. Número de Consumidores
 A Companhia encerrou 2025 com 6.915 mil consumidores, incremento de 157 mil novos consumidores vs. 2024 (+2,3%).

Número de Consumidores (Em milhares)	Participação no Total %		2025 / 2024	
	2025	2024	2025	2024
Residencial	6.218	6.056	89,9%	89,6%
Industrial	10	10	0,1%	0,1%
Comercial	443	442	6,4%	6,5%
Rural	172	179	2,5%	2,6%
Outros	72	72	1,0%	1,1%
Total	6.915	6.758	100,0%	100,0%

4.2. Evolução do Mercado
 A energia distribuída total (cativo + livre + GD) foi de 6.570 GWh no 4T25 (+5,2% vs. 4T24) e de 25.460 GWh em 2025 (+3,3% vs. 2024). Vale destacar que Neoenergia Coelba teve seu mercado de referência ajustado na revisão tarifária de 2023, de modo a compensar as migrações para geração distribuída. Os valores de energia distribuída por tipo de cliente e mercado são apresentados nas tabelas abaixo:

Energia Distribuída (GWh)	4T25 / 4T24		Participação no Total %		2025 / 2024		Participação no Total %					
	4T25	4T24	Dif.	%	2025	2024	Dif.	%				
Energia Distribuída (GWh)	4T25	4T24	Dif.	%	4T25	4T24	2025	2024	Dif.	%	2025	2024
Residencial	2.010	2.047	(36)	(1,8%)	50,8%	52,0%	8.022	8.132	(110)	(1,4%)	51,8%	50,1%
Industrial	61	91	(30)	(33,1%)	1,5%	2,3%	253	457	(204)	(44,7%)	1,6%	2,8%
Comercial	501	527	(26)	(4,9%)	12,7%	13,4%	2.134	2.566	(432)	(16,8%)	13,8%	15,8%
Rural	789	678	112	16,5%	19,9%	17,2%	2.755	2.528	227	9,0%	17,8%	15,6%
Outros	597	593	4	0,7%	15,1%	15,1%	2.323	2.552	(229)	(9,0%)	15,0%	15,7%
 Mercado Cativo	3.959	3.935	23	0,6%	60%	63%	15.486	16.235	(749)	(4,6%)	61%	66%
 Industrial	1.236	1.199	36	3,0%	64,5%	66,0%	4.865	4.594	271	5,9%	64,5%	68,8%
 Comercial	435	383	52	13,5%	22,7%	21,1%	1.706	1.425	281	19,7%	22,6%	21,3%
 Rural	23	17	7	41,0%	1,2%	0,9%	76	41	35	85,4%	1,0%	0,6%
 Outros	222	216	5	2,5%	11,6%	11,9%	892	621	271	43,6%	11,8%	9,3%
 Mercado Livre	1.916	1.816	100	5,5%	29%	29%	7.539	6.682	857	12,8%	30%	27%
 Residencial	348	256	92	36,0%	50,1%	51,8%	1.264	888	375	42,2%	51,9%	51,5%
 Industrial	23	14	9	67,5%	3,3%	2,8%	76	48	28	58,5%	3,1%	2,8%
 Comercial	245	183	62	34,0%	35,3%	37,0%	862	640	222	34,8%	35,4%	37,1%
 Rural	67	38	29	76,3%	9,6%	7,7%	207	137	70	50,8%	8,5%	7,9%
 Outros	11	3	8	247,9%	1,6%	0,6%	25	11	14	124,2%	1,0%	0,6%
 Energia de compensação GD	695	494	201	40,7%	11%	8%	2.435	1.725	710	41,1%	10%	7%
 Residencial	2.358	2.302	56	2,4%	35,9%	36,9%	9.285	9.020	265	2,9%	36,5%	36,6%
 Industrial	1.320	1.305	16	1,2%	20,1%	20,9%	5.194	5.099	95	1,9%	20,4%	20,7%
 Comercial	1.181	1.093	88	8,0%	18,0%	17,5%	4.702	4.631	71	1,5%	18,5%	18,8%
 Rural	880	732	148	20,2%	13,4%	11,7%	3.039	2.707	332	12,3%	11,9%	11,0%
 Outros	830	813	17	2,1%	12,6%	13,0%	3.240	3.185	55	1,7%	12,7%	12,9%
 Total Energia Distribuída (cativo + livre + GD)	6.570	6.244	325	5,2%	100%	100%	25.460	24.641	819	3,3%	100%	100%

O consumo residencial apresentou incremento de 2,4% no 4T25 vs. 4T24 e de 2,9% em 2025 vs. 2024, refletindo o aumento da base de clientes e o menor volume de chuvas em 2025, que compensaram as menores temperaturas.

O consumo da classe industrial apresentou crescimento de 1,2% no 4T25 vs. 4T24 e de 1,9% em 2025 vs. 2024, principalmente, pelo bom desempenho dos setores de extrativismo e embalagem.

A classe comercial encerrou o ano com crescimento de 8,0% vs. 4T24 e de 1,5% vs. 2024.

A classe rural registrou incremento de 20,2% no 4T25 vs. 4T24 e de 12,3% em 2025 vs. 2024, devido a maior demanda por irrigação, dado o menor volume de chuvas no período.

O consumo das outras classes (serviço público, poder público, iluminação pública e uso próprio) apresentou crescimento de 2,1% no 4T25 vs. 4T24 e de 1,7% em 2025 vs. 2024, com destaque para o maior consumo do Serviço Público e Poder Público.

4.3. Balanço Energético
 A energia injetada total, incluindo GD, atingiu o patamar de 7.830 GWh no 4T25 (+2,9% vs. 4T24) e de 30.425 GWh em 2025 (+3,7% vs. 2024), em razão da maior base de consumidores e menor volume de chuvas, que compensaram as menores temperaturas.

BALANÇO ENERGÉTICO (GWh)		4T25	4T24	4T25 x 4T24		2025	2024	2025 x 2024	
				Dif	%			Dif	%
 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)¹		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)	(3%)
 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%

NOTA: ¹ Energia Distribuída não considera energia de compensação GD.

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

Perdas 12 meses (%)															
Perda Técnica			Perda Não Técnica				Perda total								
4T24	1T25	2T25	3T25	4T25	4T24	1T25	2T25	3T25	4T25	4T24	1T25	2T25	3T25	4T25	Aneel 25
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%

NOTA

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA

5.2. Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO (em R\$ MM)	4T25	4T24	Variação		2025	2024	Variação	
			R\$	%			R\$	%
Renda de aplicações financeiras	56	32	24	75%	166	131	35	27%
Encargos, variações monetárias e cambiais e instrumentos financeiros derivativos de dívida	(454)	(397)	(57)	14%	(1.968)	(1.565)	(403)	26%
Outros resultados financeiros não relacionados a dívida	(97)	(98)	1	(1%)	(320)	(335)	15	(4%)
Juros, comissões e acréscimo moratório	22	24	(2)	(8%)	117	116	1	1%
Variações monetárias e cambiais - outros	8	(5)	13	N/A	53	(22)	75	N/A
Atualização/provisão para contingências / depósitos judiciais	-	(3)	3	N/A	(9)	(53)	44	(83%)
Atualização do ativo / passivo financeiro setorial	(19)	(18)	(1)	6%	(85)	(59)	(26)	44%
Obrigações pós emprego	(25)	(20)	(5)	25%	(91)	(77)	(14)	18%
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(83)	(76)	(7)	9%	(305)	(240)	(65)	27%
Total	(495)	(463)	(32)	7%	(2.122)	(1.769)	(353)	20%

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), explicado, pelo aumento nos encargos da dívida, devido à elevação do CDI no período (68% do endividamento da companhia está atrelado a este indexador), além do aumento do saldo médio da dívida, devido às captações direcionadas para investimentos. Vale destacar que em 2025, a rubrica de variações monetárias e cambiais foi positivamente impactada pelo crédito de R\$ 56 milhões referentes a atualização monetária sobre os inadidos tributários, contabilizados no 2T25.

6. INVESTIMENTOS

Em 2025, a Neoenergia Coelba realizou Capex de R\$ 3.491 milhões, principalmente alocados em projetos de expansão da rede, conforme tabela abaixo:

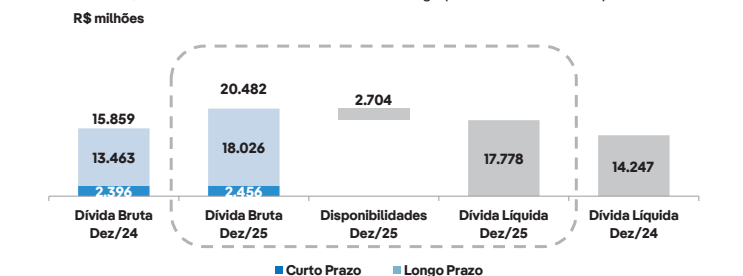
INVESTIMENTOS REALIZADOS (valores em R\$ MM)	2025		2024		Δ %
	R\$	%	R\$	%	
Expansão de Rede	2.737	2.154	27%		
Programa Luz para Todos	337	320	5%		
Novas Ligações	1.298	1.134	15%		
Novos SE's e RD's	1.102	700	58%		
Renovação de Ativos	404	396	2%		
Melhoria da Rede	251	149	68%		
Perdas e Inadimplência	95	86	11%		
Outros	379	232	63%		
Movimentação Material (Estoque x Obra)	130	(23)	(665%)		
(=) Investimento Bruto	3.997	2.993	34%		
SUBVENÇÕES	(376)	(146)	(158%)		
(=) Investimento Líquido	3.621	2.847	27%		
Movimentação Material (Estoque x Obra)	(130)	23	(665%)		
(=) CAPEX	3.491	2.870	22%		
Base de Anuidade Regulatória	379	232	63%		
Base de Remuneração Regulatória	3.488	2.784	25%		

Os investimentos realizados foram aderentes ao necessário para o período, refletindo a política da Companhia para garantir a expansão da rede com a constante melhoria da qualidade de seus serviços prestados.

7. ESTRUTURA DE CAPITAL

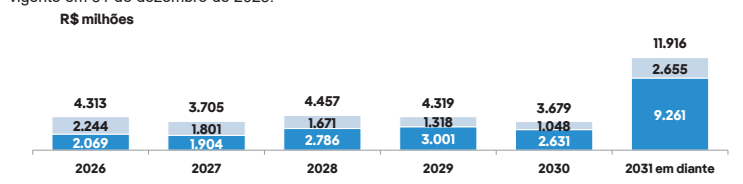
7.1. Perfil da Dívida

Em dezembro de 2025, a dívida líquida de Neoenergia Coelba, incluindo caixa, equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários atingiu R\$ 17.778 milhões (dívida bruta de R\$ 20.482 milhões), apresentando um crescimento de 25% (R\$ 3.531 milhões) em relação a dezembro de 2024. Em relação a segregação do saldo devedor, 88% da dívida está contabilizada no longo prazo e 12% no curto prazo.



7.2. Cronograma de Vencimento

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 da Companhia vigente em 31 de dezembro de 2025.



8. 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 BR, limitadas ao rating soberano.

9. OUTROS TEMAS

9.1. Clientes Baixa Renda

Resolução ANEL nº 1.000/2021 define o conceito de consumidores de baixa renda, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, subsidiadas por um benefício criado pelo Governo Federal e regulamentado pela Lei nº 12.212/2010 e pelo Decreto nº 7.583.

Número de Consumidores Residenciais (Em milhares)	4T25	4T24	4T25 / 4T24	
			Dif.	%
Convencional	4.335	4.140	195	4,7%
Baixa Renda	1.883	1.917	(34)	(1,8%)
Total	6.218	6.056	161	2,7%

9.2. Programa Luz para todos

O Programa Luz para Todos foi instituído pelo Governo Federal com o objetivo de propiciar o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural e residencial baixa renda sem acesso a esse serviço público. Com a publicação do Decreto nº 11.111, de 29 de junho de 2022, foi novamente prorrogada a vigência do Programa Luz para Todos até dezembro de 2026. Atualmente, a Neoenergia Coelba realiza a gestão do maior programa de eletrificação rural do país, com investimento acumulado de cerca de R\$ 8,3 bilhões, com participação financeira da distribuidora, do Governo Federal e do Governo Estadual, atingindo 725.275 ligações. No 4T25 foram realizadas 1.010 ligações, promovendo desenvolvimento econômico e melhorando a qualidade de vida das pessoas.

Programa Luz para Todos		
Até 2022 em 2023 em 2024 em 2025		704.301 8.827 6.139 1.359
1T24		1.918
2T24		1.016
3T24		1.846
4T24		6.008
em 2025		1.578
1T25		1.660
2T25		1.760
3T25		1.010
4T25		1.010
Total Ligações Executadas		725.275

9.3. Práticas de Gestão

9.3.1. Remuneração de Acionistas

A Neoenergia Coelba 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 prováveis:

- (i) Dividendos de R\$ 90.093 mil, deliberados em Assembleia Geral Ordinária de 10/04/2025 e pagos em 05/12/2025;
- (ii) Juros sobre Capital Próprio de R\$ 105.907 mil, deliberados na Reunião do Conselho de Administração em 27/03/2025 e pagos em 12/11/2025;
- (iii) Juros sobre Capital Próprio de R\$ 123.194 mil, deliberados na Reunião do Conselho de Administração em 27/06/2025 e pagos em 12/11/2025;
- (iv) Juros sobre Capital Próprio de R\$ 141.010 mil, deliberados na Reunião do Conselho de Administração em 29/09/2025 e pagos em 05/12/2025;
- (v) Dividendos Intermediários de R\$ 1.046.000 mil, deliberados na Reunião do Conselho de Administração em 24/10/2025 e pagos em 05/12/2025;
- (vi) Juros sobre Capital Próprio de R\$ 121.420 mil, deliberados na Reunião do Conselho de Administração em 19/12/2025 e com previsão de pagamento até 31/12/2026.

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

9.3.2. Governança Corporativa

As práticas de Governança Corporativa do Grupo Neoenergia buscam assegurar a transparência e a equidade nos negócios, bem como o respeito aos direitos das partes interessadas e se aplicam a todas as empresas do Grupo, permitindo o aproveitamento da sinergia dos negócios entre as empresas. Sua estrutura societária e de governança, assim como seu Modelo de Negócio, estão baseados em uma estrutura descentralizada.

O Sistema de Governança e Sustentabilidade da Neoenergia Coelba reúne as políticas e os princípios que regem a organização, a operação e as relações da Companhia. Estabelece-se para assegurar o cumprimento do estatuto social que vincula seus acionistas e, em particular, o objeto social e o interesse social da Companhia.

O Sistema, configurado sempre em conformidade com a legislação vigente, se inspira no Propósito e Valores do Grupo e se assenta no Estatuto Social que, aprovado pela Assembleia Geral de Acionistas, reúne e referencia todos os elementos-chaves do Sistema de Governança e Sustentabilidade, cujo desenvolvimento se atribui ao Conselho de Administração, sem prejuízo de outras competências.

A estrutura de Governança Corporativa da Companhia é composta pelo Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria, abaixo pormenorizados.

Conselho de Administração

Integrado atualmente por seis representantes titulares, sendo um membro independente e um suplente, todos com mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. As atribuições do Conselho incluem a orientação geral dos negócios e a eleição e destituição dos diretores. Os membros se reúnem trimestralmente para avaliar os desempenhos econômico, ambiental e social da Companhia, podendo ainda se reunir extraordinariamente quando convocados pelo presidente ou pela maioria de seus membros.

Conselho Fiscal

Com função independente, é composto atualmente por cinco membros titulares e igual número de suplentes. Os membros são eleitos pela Assembleia Geral Ordinária para mandatos de um ano. O Conselho Fiscal reúne-se trimestralmente ou extraordinariamente sempre que convocado.

Diretoria

Responsável pela gestão dos negócios, sendo composta atualmente por quatro 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 mês ou sempre que convocados por qualquer um de seus pares.

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 e não financeiras 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.

9.3.3. 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 Cidadania do Cliente, competência estratégica e prioritária para a Neoenergia. Seguimos realizando formações para reciclagem e atualização de competências 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 Juntos": rodas de conversa conduzidas por colaboradores para pequenos grupos. Os encontros são um ambiente seguro de acolhimento. LGBTQIa no ambiente de trabalho, maternidade, paternidade, autostima e pessoas negras, segurança psicológica de pessoas LGBTQI, 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 LGBTQI;

"Programa de acolhimento de colaboradores em situação de violência contra a mulher": iniciativa oferece suporte como acompanhamento jurídico, psicológico, financeiro além de outras medidas;

"LerLançar 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 (WEPFs) 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 eletricistas, 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.

Alguas ações de 2025 que foram destaque:

- "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 33.066 beneficiados. As ações incluíram múltiplos 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:

	Mulheres	Homens	Total	% Mulheres
Nº Colaboradores				
Liderança	139	205	344	40,4%
Não Liderança	1.012	4.158	5.170	19,6%
Total	1.151	4.363	5.514	20,9%

10. SUSTENTABILIDADE, INOVAÇÃO E RESPONSABILIDADE CORPORATIVA

10.1. ESG

As 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 171 toneladas de CO₂ por ano, 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 reteve 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 ação climática.

Outro destaque durante a COP 30, foi a iniciativa da Iberdrola e Neoenergia, que levou jovens do Perifa-Connection 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 reúne 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 Anel 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 purgação do resultado das metas de ESG de 2025 serão divulgadas no relatório de sustentabilidade.

10.2. 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 investido em PDI foi de R\$ 169,9 milhões destinados ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico e outras regulamentações.

Nos últimos três anos, os projetos regulados pela Anel 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>)

10.3. 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 Mundo Mundo. No ano, disponibilizamos cursos de saúde física, dança, alfabetização de adultos, reforço escolar, línguas, culinária, gastronomia, dentre outros. A novidade em 2025 foi que o programa passou a contar com núcleos de produção nos quais alguns 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 Kumidoma integrante do Programa Básico Ambiental Quilombola (PBAQ) da Comunidade Quilombola Sumidouro, localizada na área de concessão do Complexo Eólio 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 e disponibilizamos 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 em 58% nas inscrições. Com sua potencial transformadora, o prêmio engajou comunidades e reduziu as desigualdades. Além disso, podemos destacar o Transformando Energia em Cultura: Jogando Juntas e o Inédito Lumina 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

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA

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	2025	2024
Receita operacional, líquida		18.380	16.529
Custos		(13.002)	(11.563)
Custos com energia elétrica	4	(7.582)	(6.912)
Custos de construção	5	(3.575)	(2.843)
Custos de operação	6	(1.845)	(1.808)
Lucro bruto		5.378	4.966
Perdas de créditos esperadas	10.2	(194)	(190)
Despesas com vendas	6	(173)	(100)
Outras receitas (despesas) gerais e administrativas	6	(703)	(414)
Lucro operacional		4.220	3.975
Resultado financeiro	7	(2.122)	(1.769)
Receitas financeiras		319	259
Despesas financeiras		(2.273)	(1.774)
Outros resultados financeiros, líquidos		(168)	(254)
Lucro antes dos tributos		2.098	2.206
Tributos sobre o lucro	8.1.1	(144)	(398)
Corrente		129	(121)
Diferido		(273)	(277)
Lucro líquido do exercício		1.954	1.808
Lucro básico e diluído por ação – R\$	19.2 (a)		
Ordinária		7,23	6,69
Preferencial A		7,23	6,69
Preferencial B		7,95	7,35

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)

	2025	2024
Lucro líquido do exercício	1.954	1.808
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados para o resultado:		
Obrigações com benefícios à empregados	(37)	47
Hedge de fluxo de caixa	(2)	3
Tributos diferidos sobre resultados abrangentes	12	(16)
Total dos itens que não serão reclassificados para o resultado	(27)	34
Itens que serão reclassificados para o resultado:		
Hedge de fluxo de caixa	51	(15)
Tributos diferidos sobre resultados abrangentes	(16)	4
Total dos itens que serão reclassificados para o resultado	35	(11)
Outros resultados abrangentes do exercício, líquido dos tributos	8	23
Resultado abrangente do exercício	1.962	1.831

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)

	Capital Social	Reserva de capital	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de Incentivo Fiscal	Reserva de retenção de lucros	Lucros acumulados	Proposta de distribuição de dividendos adicionais	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2024	2.988	356	(376)	562	2.129	1.765	-	-	7.424
Lucro líquido do exercício	-	-	1.954	-	-	-	1.954	-	1.954
Outros resultados abrangentes	-	-	8	-	-	-	-	-	8
Destinação do lucro líquido:									
Constituição de reservas de Lucros	-	-	-	-	(150)	566	(416)	-	-
Remuneração aos acionistas (nota 19.2 (b))	-	-	-	-	-	-	(1.538)	-	(1.538)
Saldos em 31 de dezembro de 2025	2.988	356	(368)	562	1.979	2.331	-	-	7.348
Saldos em 31 de dezembro de 2023	2.988	356	(399)	472	1.898	700	-	422	6.437
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	1.808	-	1.808
Aprovação dos dividendos adicionais propostos	-	-	-	-	-	-	-	(422)	(422)
Outros resultados abrangentes	-	-	23	-	-	-	-	-	23
Destinação do lucro líquido:									
Constituição de reservas de Lucros	-	-	-	90	231	1.065	(1.386)	-	(422)
Remuneração aos acionistas (nota 19.2 (b))	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldos em 31 de dezembro de 2024	2.988	356	(376)	562	2.129	1.765	-	-	7.424

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2025 E 2024
(Valores expressos em milhões de reais, exceto quando indicado)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – NEOENERGIA COELBA (Companhia), concessionária de serviço público de energia elétrica com sede em Salvador – Bahia – Brasil, é sociedade anônima de capital aberto, listada na B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão, controlada pela NEOENERGIA S.A. (NEOENERGIA). Suas atividades são regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e compreendem projetar, construir e explorar os sistemas de sub-transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia, e atividades associadas ao serviço de energia elétrica, podendo ainda realizar operações de exportação e importação. A Companhia detém a concessão para distribuição de energia elétrica em 415 municípios do Estado da Bahia, abrangendo uma área de concessão de 563 mil km², a qual é regulada pelo Contrato de Concessão nº 10 com vencimento em 2027. Adicionalmente a Companhia tem atendido consumidores livres no Estado da Bahia, desde 2002. **1.1. 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 de distribuição de energia elétrica, 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 melhores práticas regulatórias e de mercado do 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 de 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. **1.1.1. Riscos financeiros e mercado:** As Diretrizes e Limites de Riscos Financeiros se aplicam a toda a Neoenergia e suas controladas. As principais diretrizes em termos 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 de proteção, cuja utilização para fins especulativos é expressamente proibida. A aprovação de operações envolvendo derivativos é realizada por adequadas comitês de acordo com os princípios e Alçadas da Neoenergia e suas controladas. As principais diretrizes em termos de 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-divida com desembolsos sujeitos a exposição cambial deverão ser avaliados e, se considerado necessário, deverão ser realizadas operações de hedge para mitigar o risco cambial; • A avaliação do risco das dívidas em moeda estrangeira deve considerar o custo contábil operacional 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 remunerem carteira de aplicações; e • 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, ao nível do risco das dívidas em moeda estrangeira, mas também as operações passivas nas quais mantêm 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 swap 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, ao CDI	Operações de swap, 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 commodities metálicas e energia elétrica, e outros produtos.	Contratos de longo prazo com fixação de preços aderentes às projeções internas, ou operações a termo.
Risco de crédito	Receíveis, 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.	Diversificação de linhas de crédito rotativo.
Risco de solvência	Passivos financeiros, obrigações contratuais ou assumidas.	Monitoramento dos covenants financeiros e da situação econômico-financeira da Companhia.

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, possui 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 21.7. 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 ou índices de preços, tanto no mercado brasileiro quanto no mercado externo (ex: CDI, T.JLP, T.LP, SOFR, IPCA e IGP-M, dentre outros). O resultado desta exposição influencia o montante de encargos financeiros da 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 a índices de preços de alta correlação buscando mitigar eventuais riscos decorrentes da inflação. A Companhia monitora continuamente as taxas de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de proteção contra o risco de volatilidade dessas taxas. As estratégias de hedge de taxas de juros são descritas na nota 21.7. 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 pela Companhia busca constantemente a mitigação do risco de liquidez, tanto com 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 (nota 15), além da capacidade de geração de caixa da empresa para honrar com os compromissos assumidos. Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia mantém recursos aplicados em caixa e equivalentes de caixa (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 (nota 15). 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 da entidade financeira que possam gerar o vencimento antecipado das dívidas, gerando impacto na classificação de crédito (rating), no custo da dívida e na liquidez. **1.1.2. 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 da Companhia incorrer em perdas resultantes do não recebimento de valores facturados 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 possuem 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 mantém operações em aberto em 31 de dezembro de 2025.

Ratings de longo prazo em escala nacional	Moody's	S&P	Fitch
Banco do Brasil	AAA	AAA	AAA
Banco do Nordeste	AA	AAA	AA
Banco Pina	-	A+	-
Bank of America	-	-	AAA

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA

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

	2025	2024
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Lucro líquido do exercício	1.954	1.808
Ajustado por:		
Depreciação e amortização (*)	1.060	966
Baixa de ativos não circulantes	71	52
Tributos sobre o lucro (nota 8.1.1)	144	398
Resultado financeiro, líquido (nota 7)	2.122	1.769
Valor de reposição estimado da concessão (nota 3)	(869)	(754)
Alterações no capital de giro:		
Contas a receber de clientes e outros	(48)	(69)
Fornecedores e contas a pagar a empreiteiros	283	(11)
Salários, benefícios a empregados e encargos a pagar, líquidos	(94)	(94)
Ativos e passivos financeiros setoriais, líquidos (Parcela A e outros)	(531)	284
Outros tributos a recolher e encargos setoriais, líquidos	(128)	(17)
Provisões, líquidas dos depósitos judiciais	(152)	(114)
Outros ativos e passivos, líquidos	(408)	(106)
Caixa gerado nas operações	3.404	4.112
Encargos de dívidas pagos (nota 15.2 (c))	(1.442)	(1.123)
Instrumentos derivativos pagos, líquidos (nota 15.3 (b))	(299)	(255)
Renda de aplicações financeiras (nota 7)	166	171
Juros pagos - Arrendamentos	(7)	(6)
Tributos sobre o lucro pagos	(51)	-
Caixa gerado pelas atividades operacionais	1.771	2.859
Caixa de caixa das atividades de investimentos		
Concessão serviço público (Ativo contratual)	(3.928)	(2.948)
Aplicação de títulos e valores mobiliários	(556)	(169)
Resgate de títulos e valores mobiliários	307	360
Caixa consumido nas atividades de investimentos	(4.177)	(2.957)
Fluxo de caixa das atividades de financiamentos		
Captação de empréstimos e financiamentos (nota 15.2 (c))	6.842	3.702
Pagamento dos custos de captação (nota 15.2 (c))	(249)	(16)
Amortização de principal dos empréstimos e financiamentos (nota 15.2 (c))	(2.413)	(2.612)
Depósitos em garantias	(14)	(2)
Obrigações especiais	388	171
Pagamento de principal - Arrendamentos	(17)	(15)
Instrumentos derivativos recebidos, líquidos (nota 15.3 (b))	229	150
Remuneração paga aos acionistas (nota 19.2 (b))	(1.530)	(711)
Caixa gerado nas atividades de financiamentos	3.236	667
Aumento de caixa e equivalentes de caixa no exercício	830	569
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	1.525	956
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	2.355	1.525
Transações que não envolvem caixa:		
Encargos financeiros capitalizados ao imobilizado e intangível	64	43
Arrendamentos capitalizados	5	24
Adições de obrigações especiais - incorporadas por meio de doações de bens	5	2
(*) Valor bruto, não deduzidos dos créditos de PIS/COFINS.		

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

BALANÇOS PATRIMONIAIS

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

	Notas	2025	2024
Ativo			
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	9	2.355	1.525
Contas a receber de clientes e outros	10	3.625	3.451
Títulos e valores mobiliários		285	29
Instrumentos financeiros derivativos	15.3 (a)	8.143	611
Tributos sobre o lucro a recuperar	8.2.1	49	-
Outros tributos a recuperar	8.2.1	655	606
Outros ativos circulantes		595	424
Total do circulante		7.623	6.346
Não circulante			
Contas a receber de clientes e outros	10	169	178
Instrumentos financeiros derivativos	15.3 (a)	173	399
Tributos sobre o lucro a recuperar	8.1.3	241	93
Outros tributos a recuperar	8.2.1	873	1.023
Depósitos judiciais	16.1 (c)	944	798
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	12.1	20.867	17.709
Concessão do serviço público (ativo contratual)	12.2	3.353	2.335
Outros ativos não circulantes		23	26
Direito de uso imobilizado		43	45
Intangível	13	1.488	2.272
Total do não circulante		28.238	24.937
Total do ativo		35.861	31.283
Passivo			
Circulante			
Fornecedores e contas a pagar a empreiteiros	14	1.593	1.276
Empréstimos e financiamentos	15.2	2.374	2.642
Passivo de arrendamento		16	18
Instrumentos financeiros derivativos	15.3 (a)	141	65
Salários, benefícios a empregados e encargos a pagar	18	310	358
Tributos sobre o lucro a recolher	8.1.3	26	251
Passivo financeiro setorial (Parcela A e outros)		82	435
Outros tributos e encargos setoriais a recolher	8.2.2	438	361
Ressarcimento à consumidores - Tributos federais	8.3	316	316
Dividendos e juros sobre capital próprio	19.2 (b)	116	181
Provisões e outras obrigações	16.1 (a)	147	180
Outros passivos circulantes	17	825	790
Total do circulante		6.384	6.673
Não circulante			
Fornecedores e contas a pagar a empreiteiros	14	85	76
Empréstimos e financiamentos	15.2	17.934	13.667
Passivo de arrendamento		25	32
Instrumentos financeiros derivativos	15.3 (a)	262	195
Outros tributos e encargos setoriais a recolher	8.2.2	95	96
Tributos sobre o lucro diferidos	8.1.3	1.099	819
Ressarcimento à consumidores - Tributos federais	8.3	470	706
Imposto corrente passivo longo prazo	8.1.4	1	-
Provisões e outras obrigações	16.1 (a)	319	283
Salários, benefícios a empregados e encargos a pagar	18	793	719
Passivo financeiro setorial (Parcela A e outros)	11	395	488
Outros passivos não circulantes	17	144	105
Total do não circulante		21.622	17.198
Patrimônio líquido		7.848	7.424
Total do passivo e do patrimônio líquido		35.861	31.283

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA

	2025	2024
Bandeira escassez hídrica (12)	-	(174)
Neutralidade PIS/COFINS (13)	(8)	(19)
MMGD s/ Perdas Não Técnicas (14)	(32)	32
RTE COVID (nota 11)	-	122
Financeiro CDE GD (15)	95	37
Outros	211	48
Total	848	28

(1) CVA ativa, decorrente da constituição das diferenças a maior entre os custos 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 período, e referente a amortização dos saldos reconhecidos pela ANEEL nos processos tarifários da Companhia 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 nos processos tarifários 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 repasse na tarifa; (4) CVA passiva, decorrente da constituição das diferenças a menor 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, o referente a amortização dos saldos reconhecidos pela ANEEL nos processos tarifários da Companhia em 2024 e 2025; (5) CVA ativa, referente ao Componente Financeiro previsto no submódulo 4.4 do PRORET, calculado conforme mercado faturado e os valores contemplados do reajuste tarifário de 2025; (6) CVA ativa, em função da REH nº 3.422/24, que estabelece, para o ano de 2025, as quotas de custeio e as de energia elétrica referentes ao Programa de Incentiva às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, a serem recolhidas pelas concessionárias de distribuição, resultando em uma CVA a receber; (7) A Companhia apurou o ajuste financeiro de sobrecontratação, sendo reconhecido um valor a maior 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 tarifários; (8) CVA ativa referente ao Componente Financeiro estabelecido pela ANEEL através do Submódulo 4.4 do PRORET, como previsão para cobertura dos riscos hidrológicos associados às usinas comprometidas com contratos de Cotas de Garantia Física (CGF), à usina de Itaipu e às usinas hidrelétricas; (9) Constituição passiva, referente a Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos, conforme Submódulo 2.1 do PRORET; (10) 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 cobrado em 31 de dezembro do recolhimento dos tributos pelo montante total habilitado pela Receita Federal do Brasil - RFB. A ANEEL reconheceu, no reajuste tarifário de 2025 R\$ (292) a título de antecipação de Crédito PIS/COFINS sobre ICMS, sendo constituído pela concessionária até dezembro de 2025, e um valor ativo de R\$ 292 em contrapartida da redução da receita; (11) Referente ao aporte à CDE realizado pela Eletrobras com repasse às distribuidoras e destinado a modernidade tarifária, conforme a Lei nº 14.182/2021, os Despachos ANEEL 1.239/2024 e 1.536/2025, e a amortização dos saldos reconhecidos pela ANEEL nos processos tarifários de 2024 e 2025, sendo contabilizado pela companhia um ativo de R\$ 831 em 31 de dezembro de 2025; (12) Foi reconhecido no processo de Reajuste Tarifário de 2023, componente financeiro positivo, correspondente à reversão dos custos relacionados à Bandeira Escassez Hídrica, considerados no reajuste anterior para fins de modernidade tarifária e mitigação das tarifas. Esse componente foi liquidado em abril de 2024; (13) Constituição de um passivo financeiro decorrente da neutralidade do valor de PIS/COFINS homologado no último processo tarifário com referência ao mercado faturado; (14) CVA passiva decorrente da constituição de componente financeiro referente aos efeitos de Micro e Mini Gerador Distribuído sobre Perdas Não Técnicas, conforme Resolução Pública nº 09 de 2024; e (15) CVA Constituição ativa, referente ao Financeiro CDE GD estabelecido conforme REH nº 3.484/2025.

3.3. Outras receitas

	2025	2024
Arrendamentos e aluguéis	147	135
Comissão serviços de terceiros	20	22
Renda da prestação de serviços	53	43
Serviço taxado	11	10
(-) Compensações regulatórias (1)	(54)	(17)
Outras receitas	2	3
Total	179	196

(1) Compensação regulatória, em decorrência da Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, que prevê a compensação em casos de atraso no atendimento das solicitações de serviços, e cobranças ou suspensão indevida.

3.4. Deduções de receita bruta

	2025	2024
Tributos		
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	(2.780)	(2.808)
Programa de Integração Social - PIS e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	(1.615)	(1.485)
Imposto Sobre Serviços - ISS	(16)	(17)
Total	(4.411)	(4.310)

Encargos setoriais

	2025	2024
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.344)	(996)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(69)	(64)
Encargos do consumidor - PROINFA e CCRBT	(159)	(80)
Outros encargos (1)	(95)	(88)
Total	(1.667)	(1.228)

(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.

3.5. 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 o 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 Regulada (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 é reconhecida ao longo do tempo, de acordo com a satisfação das respectivas obrigações de desempenho estabelecidas 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 operações de venda de energia na CCEE e transações no mercado de curto prazo são reconhecidas no momento da transação, sendo o preço vinculado ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). 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, não prevê remuneração específica para a construção ou melhoria da infraestrutura da concessão. Dessa forma, a margem de obrigação de desempenho é zero (0%). Para a receita de venda de energia na CCEE, a Companhia utiliza a metodologia de mensuração de receita baseada no preço de venda de energia da CCEE, prévia de parte 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 Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

4. CUSTOS COM ENERGIA ELÉTRICA

	GWh (1)			R\$
	2025	2024	2025	2024
Compra para revenda				
Energia adquirida no Ambiente de Contratação Regulada - ACR (1)	16.191	14.992	(4.082)	(3.311)
Custos variáveis do Mercado de Curto Prazo - MCP (2)	-	-	(813)	(484)
Energia curto prazo - PLD e MRE (3)	180	286	(40)	(139)
Contratos por cotas de garantia física (4)	2.803	3.253	(550)	(571)
Energia adquirida contrato bilateral (5)	1.612	1.827	(583)	(637)
Cotas das Usinas Angra I e Angra II	694	701	(216)	(242)
Energia MMGD (nota 17)	405	534	(2)	(135)
Outros	361	364	(191)	(154)
Subtotal	22.246	21.423	(6.477)	(5.673)
Créditos de PIS e COFINS	-	-	551	482
Total	22.246	21.423	(5.926)	(5.191)

Encargos de uso dos sistemas de distribuição e transmissão

	2025	2024
Encargos de rede básica	(1.328)	(1.304)
Encargos de conexão	(108)	(102)
Encargos de Serviço do Sistema - ESS (6)	46	(72)
Encargos de Energia de Reserva - EER (7)	(390)	(401)
Outros encargos	(45)	(19)
Subtotal	(1.825)	(1.898)
Créditos de PIS e COFINS	169	177
Total	(1.656)	(1.721)

Total dos custos com energia elétrica

(*) Não auditado. PLD - Preço de Liquidação de Diferenças. MRE - Mecanismo de Realocação de Energia. (1) A variação do custo de energia adquirida no ACR é decorrente do início de novos contratos do 30º Leilão de Energia Nova e reajustes das tarifas (R\$/MWh) dos geradores a partir de 22 de abril de 2025; (2) A variação é decorrente do aumento do PLD médio do NE de 2025 (176,60 R\$/MWh), comparado com o mesmo período de 2024 (118,33 R\$/MWh), impactando no risco hidrológico e custos com disponibilidade (condomínio virtual); (3) Redução decorrente de ajustes financeiros de contabilização de meses anteriores; (4) A redução é decorrente da descolocação da Eletrobras, conforme PRT nº 544/GM/ME, de 30 de agosto de 2021, além disto teve redução no Fator de Cotas de 2025 (REH nº 3.150, de 09 de dezembro de 2022) em relação a 2024; (5) A redução é decorrente do término da vigência do contrato da Termopernambuco (14 de maio de 2024); (6) 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 ativo financeiro para os agentes com perfil consumo (distribuidoras). O excedente financeiro contribuiu para mitigar exposições financeiras negativas e encargos nos referidos meses. Além disso, permitiu a cobertura integral do ativo retroativo. O valor total do crédito referente a esse ativo foi de aproximadamente R\$ 1.483 distribuído proporcionalmente entre os agentes com base no consumo de cada um; e (7) Redução do custo de Encargo de Energia de Reserva em função do aumento do PLD em 2025, comparado com 2024.

5. CUSTO DE CONSTRUÇÃO

	2025	2024
Pessoal	(218)	(215)
Material	(1.724)	(1.234)
Serviços de terceiros	(1.895)	(1.475)
Juros sobre obras em andamento	(63)	(43)
Outros	(60)	(45)
Obrigações especiais	385	169
Total	(3.575)	(2.843)

6. CUSTOS DE OPERAÇÃO E DESPESAS OPERACIONAIS

	2025		2024	
	Custos de operação	Despesas com vendas	Despesas administrativas	Total
Pessoal e benefícios a empregados (nota 6.1)	(380)	(142)	(310)	(832)
Administradores	-	-	(5)	(5)
Serviços de terceiros (nota 6.2)	(508)	(28)	(180)	(714)
Depreciação e amortização (nota 6.3)	(888)	-	(1.025)	(1.913)
Provisão para processos judiciais	-	-	(107)	(107)
Impostos, taxas e contribuições	-	-	(11)	(11)
Outras receitas e despesas, líquidas (nota 6.4)	(71)	(11)	(43)	(115)
Total	(1.845)	(171)	(793)	(2.809)

	2025		2024	
	Custos de operação	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Total
Pessoal e benefícios a empregados (nota 6.1)	(435)	(75)	(279)	(789)
Administradores	-	-	(6)	(6)
Serviços de terceiros (nota 6.2)	(474)	(22)	(655)	(1.151)
Depreciação e amortização (nota 6.3)	(821)	-	(115)	(936)
Provisão para processos judiciais	-	-	(90)	(90)
Impostos, taxas e contribuições	-	-	(10)	(10)
Outras receitas e despesas, líquidas (nota 6.4)	(78)	(3)	(32)	(113)
Total	(1.808)	(100)	(701)	(2.609)

6.1. Pessoal e benefícios a empregados

	2025	2024
Remunerações	(381)	(382)
Encargos sociais	(97)	(174)
Auxílio financeiro	(33)	(33)
Convênio assistencial e outros benefícios (1)	-	(57)
Provisão para férias e 13º salário	(95)	(96)
Plano de saúde	(132)	(122)
Participação nos resultados	(97)	(110)
(-) Transferências para ordens (2)	240	236
Outros	(28)	(15)
Total	(832)	(789)

(1) Inclui benefícios pós-emprego e outros benefícios; e (2) Transferência do custo de mão de obra própria para projetos.

	2025	2024
6.2. Serviços de terceiros		
Leitura de medidores, impressão e entrega de contas de energia elétrica	(162)	(156)
Agente arrecadador e credenciado	(28)	(34)
Corte, ligação e religação	(72)	(66)
Atendimento e teleatendimento	(61)	(57)
Serviços técnicos e manutenções	(88)	(87)
Pod de árvore e limpeza faixa	(40)	(37)
Cobrança adm e negativalção	(9)	(8)
Inspeção técnica e pericia	(2)	(2)
Tecnologia da informação	(82)	(80)
Serviços jurídicos	(28)	(28)
Consultoria e auditoria	(3)	(4)
Comunicação	(4)	(4)
Encargamento de ordem – Custo serviço prestado	(4)	(4)
Vigilância	(8)	(8)
Outros serviços	(89)	(63)
Subtotal	(720)	(671)
Crédito PIS/COFINS	6	6
Total	(714)	(665)

6.3. Depreciação e amortização

	2025	2024
Quota de depreciação e amortização	(1.053)	(954)
Baixa de valor residual de ativos intangíveis	(7)	(12)
Quota bens de renda	-	-
Subtotal	(1.060)	(967)
Crédito PIS/COFINS	35	31
Total	(1.025)	(936)

6.4. Outras receitas e despesas, líquidas

	2025	2024
Seguros	(6)	(7)
Despesas de viagem	(14)	(19)
Propaganda e publicidade	117	125
Multa inadimplência/contratual	(85)	(67)
Perdas/alienação/desativação	(121)	(115)
Material	(6)	(6)
Outros	(115)	(113)

7. RESULTADO FINANCEIRO

	2025	2024
Receitas Financeiras		
Renda de aplicações financeiras	166	131
(-) Tributos sobre receita financeira	(24)	(18)
Juros e encargos contas a receber de clientes e outros títulos	117	116
Atualização de depósitos judiciais	50	18
Outras receitas financeiras	10	12
Total	319	259

Despesas Financeiras

	2025	2024
Encargos sobre instrumentos de dívida (1)	(1.747)	(1.333)
Benefícios pós emprego e outros benefícios	(95)	(78)
Atualização do passivo financeiro setorial	(85)	(59)
Atualização de provisões para processos judiciais	(59)	(71)
Outras despesas financeiras	(287)	(233)
Total	(2.273)	(1.774)

Outros resultados financeiros, líquidos

	2025	2024
Perdas com variações cambiais e marcação a mercado - Dívida (nota 15.2 (c)) (2)	(513)	(1.151)
Ganhos com variações cambiais e marcação a mercado - Dívida (nota 15.2 (c)) (2)	1.035	410
Perdas com instrumentos financeiros derivativos (nota 15.3 (b)) (2)	(1.368)	(539)
Ganhos com instrumentos financeiros derivativos (nota 15.3 (b)) (2)	625	1.048
Perdas com variações cambiais e monetárias	(123)	(123)
Ganhos com variações cambiais e monetárias	176	101
Total	(168)	(254)

Resultado financeiro líquido

(1) Inclui os encargos incorridos sobre as operações de empréstimos, financiamentos e debêntures e foi impactada pelo aumento do volume da dívida; e (2) Redução cambial em comparação aos doze meses do ano passado, período que houve aumento cambial, gerando receita nas variações cambiais dos empréstimos e financiamentos e, conseqüentemente despesa nos derivativos.

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

8.1. 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%). 8.1.1. Reconciliação dos tributos reconhecidos no resultado: A reconciliação dos tributos apurados conforme alíquotas nominais e o valor dos tributos reconhecidos estão apresentados a seguir:

	2025	2024
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	2.098	2.206
Tributos sobre o lucro às alíquotas da legislação - 34%	(713)	(750)
Ajustes que afetaram o cálculo dos tributos sobre o lucro:		
Benefício tributário sobre os juros sobre o capital próprio	167	113
Incentivos fiscais	78	240
Atualização SELIC débitos tributários (1)	(23)	(23)
Outras adições (reversões) permanentes	(4)	(1)
Total	(144)	(398)

Tributos sobre o lucro

	2025	2024
Alíquota efetiva	7%	18%
Corrente	129	(121)
Diferido	(273)	(277)

(1) A Companhia havia concluído pelo não reconhecimento de créditos fiscais de IRPJ e CSLL referentes à atualização monetária de débitos tributários relativos à exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS da CCEE. O procedimento adotado pela Companhia encontra respaldo em decisões proferidas pelas tribunaux 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, a Companhia possui o montante de R\$ 821 (R\$ 794 em 31 de dezembro de 2024), 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 deferidos 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\$ 668 (R\$ 652 em 31 de dezembro de 2024); (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\$ 33 (R\$ 30 em 31 de dezembro de 2024). O procedimento adotado pela Companhia encontra respaldo em decisões proferidas pelas tribunaux superiores. A Administração, juntamente com seus assessores jurídicos, entende que é provável o tratamento tributário seja aceito pelas autoridades competentes. 8.1.5. Benefício fiscal - Mais-valia e PMPL: O benefício fiscal da Mais-valia incorporada refere-se ao crédito fiscal calculado sobre a Mais-valia de aquisição de empresa 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 Provisão para Manutenção da Integridade do Patrimônio Líquido - PMPL, cujos saldos são como se segue:

	2025	2024
Prejuízo fiscal (inclui base negativa)	113	-
Mais-valia e Provisão para Manutenção da		

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA

Saldos dos contratos por moeda e modalidade de taxa de juros:

	2025	2024
Denominados em R\$	16.163	12.011
Indexados a taxas flutuantes	12,704	11,282
Indexados a taxas fixas	3.459	729
Denominados em US\$	4.217	3.414
Indexados a taxas flutuantes	2.443	663
Indexados a taxas fixas	1.774	2.751
Denominados em outras moedas	251	979
Indexados a taxas fixas	251	979
Total	20.631	16.404
(-) Depósitos em garantias	(18)	(4)
(-) Custos de transação	(305)	(91)
Passivo circulante	20.308	16.309
Passivo não circulante	2.319	2.042
17.934	13.667	

Em 31 de dezembro de 2025 e 2024, o custo médio percentual das dívidas são os seguintes:

	2025	2024
Custo médio em % CDI (1)	81,5%	98,8%
Custo médio em taxa pré (2)	11,8%	10,7%
Saldo da dívida	20.308	16.309
Instrumentos financeiros derivativos	174	(450)
Dívida total líquida de derivativos	20.482	15.859

(1) Custo médio em taxa pré dividido pelo CDI médio do fechamento dos últimos 12 meses; e (2) Resultado líquido de taxas fixas dividido pelo CDI médio dos últimos 13 meses da dívida de principal e juros, líquidos do efeito de instrumentos derivativos, são os seguintes:

	Principal (1)	Juros (1)	Instrumentos derivativos	Total
2026	2.164	1.843	305	4.312
2027	1.997	1.591	117	3.705
2028	2.899	1.466	92	4.457
2029	3.282	1.120	(83)	4.319
2030	2.744	923	12	3.679
Entre 2031 e 2035	9.357	2.388	(469)	11.276
Entre 2036 e 2040	813	67	(240)	640
Total	23.256	9.398	(266)	32.388

(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 2024 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 de vencimento do endividamento da Companhia é de 4,93 anos (4,60 em 31 de dezembro de 2024).

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

	2025	2024
Saldo inicial do exercício	16.309	14.261
Adição de fluxo de caixa:		
Captações	6.842	3.702
Amortizações de principal	(2.413)	(2.612)
Custo de captação	(249)	(16)
Pagamento de encargos de dívida	(1.442)	(1.123)
Depósitos em garantias	(14)	(2)
Efeito não caixa:		
Encargos incorridos	1.796	1.359
Variação cambial	(424)	823
Marcação a valor justo	(97)	(83)
Saldo final do exercício	20.308	16.309

(1) No exercício findo em 31 de dezembro de 2025 as operações captadas, no montante de R\$ 6.842, pela Companhia foram: (i) R\$ 3.300 via 22ª emissão de debêntures com prazo de vencimento em até 10 anos; (ii) R\$ 500 via 21ª emissão de debêntures com prazo de vencimento em até 10 anos; (iii) R\$ 700 via 20ª emissão de debêntures com prazo de vencimento em até 7 anos; (iv) R\$ 394 via desdobramento de contrato com o BNDES com prazo de vencimento em até 10 anos; (v) R\$ 180 via 17ª emissão de debêntures com prazo de vencimento em até 10 anos; (vi) R\$ 1.000 via 18ª emissão de debêntures com prazo de vencimento final em até 7 anos; e (vii) R\$ 790 via 19ª emissão de debêntures com prazo de vencimento final em até 6 anos.

	2025	2024
Saldo inicial do exercício	2.335	2.271
Adições (1)	3.820	2.820
Transferências - intangíveis em serviço (1)	(47)	(29)
Transferências - ativos financeiros (1)	(262)	(419)
Transferências - outros (2)	(2.310)	(2.398)
Transferências - outros (2)	33	90
Saldo final do exercício	3.353	2.335
Custo	3.621	2.556
Obrigações especiais	(268)	(221)

(1) Durante a fase de construção, os ativos vinculados à infraestrutura de concessão de distribuição são registrados como ativos de contrato e mensurados pelo custo de aquisição acrescido dos custos dos empréstimos para financiamento da referida construção, incorridos no mesmo exercício e deduzidos das obrigações especiais. Após a conclusão da obra, esses ativos são bifurcados entre ativo financeiro e intangível. (2) Transferências ocorridas entre obras/estoques/desativação.

12.3. Política contábil e julgamentos críticos: a) Política contábil: Os contratos de concessão de serviços públicos de energia elétrica celebrados com a União (Poder Concedente - Outorgante) regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição pela Companhia e estabelecem que: 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 refeito 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 de energia elétrica, abrangendo: • Investimentos do contrato de concessão em construção ou melhoria da infraestrutura são classificados como ativo de contrato. Os ativos de contrato são bifurcados entre ativo financeiro e ativo intangível, após a entrada em operação do investimento, ou do término da melhoria da infraestrutura. • Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro (valor residual) classificada como um ativo intangível (nota 13) em virtude da sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público neste caso, do consumo de energia pelos consumidores. b) Estimativas e julgamentos críticos: Para mensuração do valor justo, a Companhia utiliza abordagem de custo de reposição baseado em preços 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.

	2025	2024
Saldo inicial do exercício	17.709	14.579
Adições (1)	(21)	(22)
Transferência ativo contratual (1)	2.310	2.398
Ajustes a valor justo (2)	869	754
Saldo final do exercício	20.867	17.709
Ativo não circulante	20.867	17.709

(1) Transferência de parcela dos serviços de construção ou melhoria prestados à concessão, classificados anteriormente como Ativo de Contrato; (2) A Companhia realizou a remensuração dos ativos intangíveis (ativos decorrentes da aquisição elétrica e contabilizados até a última RI) e alterou a metodologia de avaliação vigente pelo Submódulo 2.3 (Base de Remuneração Regulatória). PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária), com impacto de R\$ 130 em 2025. Adicionalmente, o valor justo está impactado com a variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, se comparado ao mesmo período do ano anterior. **12.2. Ativo contratual:** Os fluxos de caixa vinculados à fase de construção e melhoria 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 estão reconhecidos no ativo não circulante. Esses ativos apresentaram a seguinte movimentação no exercício:

	2025	2024
Saldo inicial do exercício	2.335	2.271
Adições (1)	3.820	2.820
Transferências - intangíveis em serviço (1)	(47)	(29)
Transferências - ativos financeiros (1)	(262)	(419)
Transferências - outros (2)	(2.310)	(2.398)
Transferências - outros (2)	33	90
Saldo final do exercício	3.353	2.335
Custo	3.621	2.556
Obrigações especiais	(268)	(221)

(1) Durante a fase de construção, os ativos vinculados à infraestrutura de concessão de distribuição são registrados como ativos de contrato e mensurados pelo custo de aquisição acrescido dos custos dos empréstimos para financiamento da referida construção, incorridos no mesmo exercício e deduzidos das obrigações especiais. Após a conclusão da obra, esses ativos são bifurcados entre ativo financeiro e intangível. (2) Transferências ocorridas entre obras/estoques/desativação.

12.3. Política contábil e julgamentos críticos: a) Política contábil: Os contratos de concessão de serviços públicos de energia elétrica celebrados com a União (Poder Concedente - Outorgante) regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição pela Companhia e estabelecem que: 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 refeito 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 de energia elétrica, abrangendo: • Investimentos do contrato de concessão em construção ou melhoria da infraestrutura são classificados como ativo de contrato. Os ativos de contrato são bifurcados entre ativo financeiro e ativo intangível, após a entrada em operação do investimento, ou do término da melhoria da infraestrutura. • Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro (valor residual) classificada como um ativo intangível (nota 13) em virtude da sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público neste caso, do consumo de energia pelos consumidores. b) Estimativas e julgamentos críticos: Para mensuração do valor justo, a Companhia utiliza abordagem de custo de reposição baseado em preços 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.

	2025	2024
Saldo inicial do exercício	17.709	14.579
Adições (1)	(21)	(22)
Transferência ativo contratual (1)	2.310	2.398
Ajustes a valor justo (2)	869	754
Saldo final do exercício	20.867	17.709
Ativo não circulante	20.867	17.709

(1) Durante a fase de construção, os ativos vinculados à infraestrutura de concessão de distribuição são registrados como ativos de contrato e mensurados pelo custo de aquisição acrescido dos custos dos empréstimos para financiamento da referida construção, incorridos no mesmo exercício e deduzidos das obrigações especiais. Após a conclusão da obra, esses ativos são bifurcados entre ativo financeiro e intangível. (2) Transferências ocorridas entre obras/estoques/desativação.

12.3. Política contábil e julgamentos críticos: a) Política contábil: Os contratos de concessão de serviços públicos de energia elétrica celebrados com a União (Poder Concedente - Outorgante) regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição pela Companhia e estabelecem que: 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 refeito 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 de energia elétrica, abrangendo: • Investimentos do contrato de concessão em construção ou melhoria da infraestrutura são classificados como ativo de contrato. Os ativos de contrato são bifurcados entre ativo financeiro e ativo intangível, após a entrada em operação do investimento, ou do término da melhoria da infraestrutura. • Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro (valor residual) classificada como um ativo intangível (nota 13) em virtude da sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público neste caso, do consumo de energia pelos consumidores. b) Estimativas e julgamentos críticos: Para mensuração do valor justo, a Companhia utiliza abordagem de custo de reposição baseado em preços 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.

	2025	2024
Saldo inicial do exercício	17.709	14.579
Adições (1)	(21)	(22)
Transferência ativo contratual (1)	2.310	2.398
Ajustes a valor justo (2)	869	754
Saldo final do exercício	20.867	17.709
Ativo não circulante	20.867	17.709

(1) Durante a fase de construção, os ativos vinculados à infraestrutura de concessão de distribuição são registrados como ativos de contrato e mensurados pelo custo de aquisição acrescido dos custos dos empréstimos para financiamento da referida construção, incorridos no mesmo exercício e deduzidos das obrigações especiais. Após a conclusão da obra, esses ativos são bifurcados entre ativo financeiro e intangível. (2) Transferências ocorridas entre obras/estoques/desativação.

12.3. Política contábil e julgamentos críticos: a) Política contábil: Os contratos de concessão de serviços públicos de energia elétrica celebrados com a União (Poder Concedente - Outorgante) regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição pela Companhia e estabelecem que: 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 refeito 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 de energia elétrica, abrangendo: • Investimentos do contrato de concessão em construção ou melhoria da infraestrutura são classificados como ativo de contrato. Os ativos de contrato são bifurcados entre ativo financeiro e ativo intangível, após a entrada em operação do investimento, ou do término da melhoria da infraestrutura. • Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro (valor residual) classificada como um ativo intangível (nota 13) em virtude da sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público neste caso, do consumo de energia pelos consumidores. b) Estimativas e julgamentos críticos: Para mensuração do valor justo, a Companhia utiliza abordagem de custo de reposição baseado em preços 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.

	2025	2024
Saldo inicial do exercício	17.709	14.579
Adições (1)	(21)	(22)
Transferência ativo contratual (1)	2.310	2.398
Ajustes a valor justo (2)	869	754
Saldo final do exercício	20.867	17.709
Ativo não circulante	20.867	17.709

(1) Durante a fase de construção, os ativos vinculados à infraestrutura de concessão de distribuição são registrados como ativos de contrato e mensurados pelo custo de aquisição acrescido dos custos dos empréstimos para financiamento da referida construção, incorridos no mesmo exercício e deduzidos das obrigações especiais. Após a conclusão da obra, esses ativos são bifurcados entre ativo financeiro e intangível. (2) Transferências ocorridas entre obras/estoques/desativação.

12.3. Política contábil e julgamentos críticos: a) Política contábil: Os contratos de concessão de serviços públicos de energia elétrica celebrados com a União (Poder Concedente - Outorgante) regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição pela Companhia e estabelecem que: 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 refeito 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 de energia elétrica, abrangendo: • Investimentos do contrato de concessão em construção ou melhoria da infraestrutura são classificados como ativo de contrato. Os ativos de contrato são bifurcados entre ativo financeiro e ativo intangível, após a entrada em operação do investimento, ou do término da melhoria da infraestrutura. • Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro (valor residual) classificada como um ativo intangível (nota 13) em virtude da sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público neste caso, do consumo de energia pelos consumidores. b) Estimativas e julgamentos críticos: Para mensuração do valor justo, a Companhia utiliza abordagem de custo de reposição baseado em preços 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.

	2025	2024
Saldo inicial do exercício	17.709	14.579
Adições (1)	(21)	(22)
Transferência ativo contratual (1)	2.310	2.398
Ajustes a valor justo (2)	869	754
Saldo final do exercício	20.867	17.709
Ativo não circulante	20.867	17.709

(1) Durante a fase de construção, os ativos vinculados à infraestrutura de concessão de distribuição são registrados como ativos de contrato e mensurados pelo custo de aquisição acrescido dos custos dos empréstimos para financiamento da referida construção, incorridos no mesmo exercício e deduzidos das obrigações especiais. Após a conclusão da obra, esses ativos são bifurcados entre ativo financeiro e intangível. (2) Transferências ocorridas entre obras/estoques/desativação.

12.3. Política contábil e julgamentos críticos: a) Política contábil: Os contratos de concessão de serviços públicos de energia elétrica celebrados com a União (Poder Concedente - Outorgante) regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição pela Companhia e estabelecem que: 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 refeito 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 de energia elétrica, abrangendo: • Investimentos do contrato de concessão em construção ou melhoria da infraestrutura são classificados como ativo de contrato. Os ativos de contrato são bifurcados entre ativo financeiro e ativo intangível, após a entrada em operação do investimento, ou do término da melhoria da infraestrutura. • Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro (valor residual) classificada como um ativo intangível (nota 13) em virtude da sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público neste caso, do consumo de energia pelos consumidores. b) Estimativas e julgamentos críticos: Para mensuração do valor justo, a Companhia utiliza abordagem de custo de reposição baseado em preços 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.

	2025	2024
Saldo inicial do exercício	17.709	14.579
Adições (1)	(21)	(22)
Transferência ativo contratual (1)	2.310	2.398
Ajustes a valor justo (2)	869	754
Saldo final do exercício	20.867	17.709
Ativo não circulante	20.867	17.709

(1) Durante a fase de construção, os ativos vinculados à infraestrutura de concessão de distribuição são registrados como ativos de contrato e mensurados pelo custo de aquisição acrescido dos custos dos empréstimos para financiamento da referida construção, incorridos no mesmo exercício e deduzidos das obrigações especiais. Após a conclusão da obra, esses ativos são bifurcados entre ativo financeiro e intangível. (2) Transferências ocorridas entre obras/estoques/desativação.

12.3. Política contábil e julgamentos críticos: a) Política contábil: Os contratos de concessão de serviços públicos de energia elétrica celebrados com a União (Poder Concedente - Outorgante) regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição pela Companhia e estabelecem que: 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 refeito 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 de energia elétrica, abrangendo: • Investimentos do contrato de concessão em construção ou melhoria da infraestrutura são classificados como ativo de contrato. Os ativos de contrato são bifurcados entre ativo financeiro e ativo intangível, após a entrada em operação do investimento, ou do término da melhoria da infraestrutura. • Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro (valor residual) classificada como um ativo intangível (nota 13) em virtude da sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público neste caso, do consumo de energia pelos consumidores. b) Estimativas e julgamentos críticos: Para mensuração do valor justo, a Companhia utiliza abordagem de custo de reposição baseado em preços 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.

(1) Durante a fase de construção, os ativos vinculados à infraestrutura de concessão de distribuição são registrados como ativos de contrato e mensurados pelo custo de aquisição acrescido dos custos dos empréstimos para financiamento da referida construção, incorridos no mesmo exercício e deduzidos das obrigações especiais. Após a conclusão da obra, esses ativos são bifurcados entre ativo financeiro e intangível. (2) Transferências ocorridas entre obras/estoques/desativação.

Passivos contingentes são apresentados a seguir:

	2025	2024
Processos cíveis (1)	2.094	1.769
Processos trabalhistas (2)	1.121	850
Processos fiscais (3)	871	823
Processos regulatórios (4)	4.333	2.443
Total	8.419	5.885

Dentre os processos relevantes cujo risco de desembolso futuro é considerado possível, destacamos: (1) **Processos cíveis:** Referem-se às ações de natureza comercial e indenizatória, movidas por pessoas físicas e jurídicas, envolvendo repetição de indébito, danos materiais e/ou danos morais, entre outros, cujos destaques passamos a tratar a seguir: • Ação indenizatória, 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); • Ação indenizatória em razão de um incêndio ocorrido em sua propriedade, supostamente causado pelo rompimento da rede elétrica da Companhia, no montante estimado de R\$ 81 (R\$ 73 em 31 de dezembro de 2024); Ação ajuizada visando à restituição de caução, pagamento de faturas de serviços prestados, bem como indenização por dano material em razão da ausência de correção monetária pelo índice previsto entre os meses de maio a dezembro/2020 dos contratos de prestação de serviços nº 4600031329 e 4600031330, no montante estimado de R\$ 142 (R\$ 124 em 31 de dezembro de 2024); • Ação ajuizada visando em caráter cautelar a prestação de contas de valores retidos a título de caução no âmbito do licenciamento ambiental da Linha de Transmissão que o IBAMA e a FUNAI comprovem a ocorrência de danos materiais e o pagamento de lucros cessantes no montante estimado de R\$ 61 (R\$ 54 em 31 de dezembro de 2024); • Ação Cível Pública ajuizada pelo MPF pedindo que a Neoenergia Coelba e a CHESF sejam condenadas ao pagamento de indenização à comunidade indígena Truká por danos materiais, danos morais coletivos e dano imaterial, com pedido formal de desculpas à comunidade Truká. O autor pede, também, que a Neoenergia Coelba e a CHESF sejam obrigadas a regularizar o componente indígena no licenciamento ambiental da Linha de Transmissão que o IBAMA e a FUNAI comprovem as medidas adotadas para dar regular prosseguimento ao processo de licenciamento ambiental referente a linha de transmissão. Montante estimado de R\$ 64 (R\$ 57 em 31 de dezembro de 2024); • Ação movida pela Defensoria Pública do Estado da Bahia contra a Neoenergia Coelba, alegando supostos equívocos na aferição do consumo de energia, requerendo refaturamento das cobranças de março, abril/2010 e maio/2010, com o objetivo de garantir o direito de consumo de energia elétrica e o pagamento de valores devidos em decorrência de danos materiais e o pagamento de lucros cessantes no montante estimado de R\$ 61 (R\$ 54 em 31 de dezembro de 2024); • Ação Cível Pública ajuizada pelo MPF pedindo que a Neoenergia Coelba e a CHESF sejam condenadas ao pagamento de indenização à comunidade indígena Truká por danos materiais, danos morais coletivos e dano imaterial, com pedido formal de desculpas à comunidade Truká. O autor pede, também, que a Neoenergia Coelba e a CHESF sejam obrigadas a regularizar o componente indígena no licenciamento ambiental da Linha de Transmissão que o IBAMA e a FUNAI comprovem as medidas adotadas para dar regular prosseguimento ao processo de licenciamento ambiental referente a linha de transmissão. Montante estimado de R\$ 64 (R\$ 57 em 31 de dezembro de 2024); • Ação movida pela Defensoria Pública do Estado da Bahia contra a Neoenergia Coelba, alegando supostos equívocos na aferição do consumo de energia, requerendo devolução em dobro dos valores cobrados em abril e maio de 2010 e cancelamento das cobranças emitidas. Montante estimado de R\$ 54; e • Ação movida pelo Ministério Público da Bahia em razão da Neoenergia Coelba, alegando supostos equívocos na aferição do consumo de energia, requerendo refaturamento das cobranças de abril/2010 e seguintes, que utilizaram o parâmetro de média de consumo como referência, bem indenização para o Fundo Nacional de Defesa do Consumidor. Montante estimado de R\$ 54. (2) **Processos trabalhistas:** Referem-se às ações movidas por empregados e ex-empregados contra a Companhia, envolvendo a cobrança de horas-extras, adicional de periculosidade, equiparação/requadramento salarial, discussão sobre plano de cargos e

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA

c) Valores reconhecidos nos outros resultados abrangentes

	2025		2024	
	Benefício definido	Saúde pós-emprego	Benefício definido	Saúde pós-emprego
Saldo no início do exercício	26	(331)	(305)	(305)
Redimensionamento				
Mudanças nas premissas	(29)	(43)	(72)	(72)
Efeito do teto de ativos/passivos onerosos	58	-	58	-
Retorno sobre ativos do plano (exclui receita de juros)	(35)	-	(35)	-
Outros efeitos	12	-	12	-
Efeito bruto	6	(43)	(37)	(37)
Tributos sobre o lucro	(2)	(14)	(12)	(12)
Efeito líquido em outros resultados abrangente	4	(29)	(29)	(29)
Saldo no final do exercício	30	(360)	(330)	(330)

	2025		2024	
	Benefício definido	Saúde pós-emprego	Benefício definido	Saúde pós-emprego
Saldo no início do exercício	24	(360)	(336)	(336)
Redimensionamento				
Mudanças nas premissas	65	44	109	109
Efeito do teto de ativos/passivos onerosos	(33)	-	(33)	-
Retorno sobre ativos do plano (exclui receita de juros)	(29)	-	(29)	-
Efeito bruto	3	44	47	47
Tributos sobre o lucro	(1)	(15)	(16)	(16)
Efeito líquido em outros resultados abrangente	2	29	31	31
Saldo no final do exercício	26	(331)	(305)	(305)

	2025		2024	
	Benefício definido	Saúde pós-emprego	Benefício definido	Saúde pós-emprego
Valor presente das obrigações atuariais	(312)	(883)	(288)	(847)
Valor justo dos ativos	462	-	480	-
Efeito do limite do ativo (teto)	(135)	-	(173)	-
Total ativo (passivo) líquido	15	(883)	19	(847)

e) Outras informações dos planos de benefício definido e saúde pós-emprego: (i) Ativos dos planos por categoria: Os ativos do plano abaixo se referem somente ao plano de benefício definido, pois o plano de saúde pós-emprego não possui ativos de cobertura.

	2025		2024	
	Preços cotados em mercado	Preços não cotados em mercado	Preços cotados em mercado	Preços não cotados em mercado
Investimento direto:				
Investimentos imobiliários	-	12	12	12
Outros	-	(18)	(18)	(23)
Investimento através de fundos:				
Fundo de investimento – renda fixa	468	-	468	-
Total	468	(6)	462	(11)

(ii) Expectativa de pagamentos futuros: As expectativas de pagamentos de benefícios que refletem serviços futuros pelo plano são as seguintes:

	2025		2024	
	Benefício definido	Saúde pós-emprego	Benefício definido	Saúde pós-emprego
2026	36	89	35	88
2027	35	88	35	87
2028	34	87	34	86
2029	34	87	34	86
2030	32	83	32	83
Entre 2031 e 2035	144	385	144	385
Entre 2036 e 2040	110	327	110	327
2041 em diante	152	735	152	735
Total	588	1.878	588	1.878

Não há previsão de desdobramento 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 desdobramento é feito diretamente pela Companhia nos níveis demonstrados acima. (iii) Análise de sensibilidade e hipóteses atuariais/econômicas: Para a análise de sensibilidade, a Companhia considera o efeito de alteração na taxa nominal de desconto no valor presente da obrigação atuarial da Companhia, conforme apresentado abaixo:

	2025		2024	
	Benefício definido	Saúde pós-emprego	Benefício definido	Saúde pós-emprego
Taxa nominal de desconto - Redução de 0,5%	324	917	298	878
Valor presente da obrigação atuarial	3,41%	3,83%	3,23%	3,88%
Impacto % no valor presente da obrigação atuarial	7,35	8,66	6,99	8,41

	2025		2024	
	Benefício definido	Saúde pós-emprego	Benefício definido	Saúde pós-emprego
Taxa nominal de desconto - Aumento de 0,5%	303	852	280	818
Valor presente da obrigação atuarial	(3,20)%	(3,55)%	(3,04)%	(3,43)%
Impacto % no valor presente da obrigação atuarial	6,99	8,16	6,66	7,94

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

	2025		2024	
	Benefício definido	Saúde pós-emprego	Benefício definido	Saúde pós-emprego
Taxa média nominal de desconto	10,83%	10,67%	11,30%	11,51%

	2025		2024	
	Benefício definido	Saúde pós-emprego	Benefício definido	Saúde pós-emprego
Taxa média nominal de crescimento do custo salarial	N/A	N/A	N/A	N/A
Taxa real de inflação dos custos médicos	N/A	3,25%	N/A	3,25%
Taxa média de inflação estimada no longo prazo	3,25%	3,25%	3,25%	3,25%

	2025		2024	
	Benefício definido	Saúde pós-emprego	Benefício definido	Saúde pós-emprego
Duration (em anos)	7,17	8,40	6,82	8,17

	2025		2024	
	Benefício definido	Saúde pós-emprego	Benefício definido	Saúde pós-emprego
Tábuas de mortalidade	BR-EMSsb 2015, suavizada em 15%	AT-2000 Basic	M&F, suavizada em 20%	AT-2000 Basic
Tábuas de entrada em invalidez	N/A	Light Média	N/A	Light Média

	2025		2024	
	Benefício definido	Saúde pós-emprego	Benefício definido	Saúde pós-emprego
Tábuas de mortalidade de inválidos	BR EMS sb v2010 M	AT-1983 M	BR EMS sb v2010 M	AT-1983 M

(iv) Principais riscos relacionados aos planos de benefícios definidos: Risco geral - O retorno dos ativos do fundo não sendo suficiente nos fluxos de 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. 18.1.1. Política contábil 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 prospectivo. 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 prazos de vencimento próximos aos prazos dos desdobramentos 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 atuariais 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 dos planos 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 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.

19. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

19.1. Capital social: O capital social está representado por ações ordinárias (ON) e ações preferenciais (PNA e PNB), todas sem valor nominal. O capital social poderá ser aumentado por decisão do Conselho de Administração até o limite autorizado e, acima desse limite, por deliberação da Assembleia Geral, sem guardar proporção entre as espécies ou classes de ações existentes. O capital social autorizado da Companhia em 31 de dezembro de 2025 e 2024 é de R\$ 3.050 e o integralizado até a data do balanço é de R\$ 2.988 (R\$ 2.988 em 31 de dezembro de 2024). A composição do capital social realizado por classe de ações (sem valor nominal) e principais acionistas em 31 de dezembro de 2025 e 2024 é a seguinte (por unidade de ações):

Acionistas/ Qtds. Ações vs R\$	Ordinárias	R\$	Prof. A	R\$	Prof. B	R\$	Ações	Total
Neoenergia S.A.	149.640.415	1.706	26.906.665	306	82.878.409	945	259.425.489	2.957
Outros	2.357.194	27	313.404	4	2.670.598	31		31
Total	151.997.609	1.733	27.220.069	310	82.878.409	945	262.096.087	2.988

Cada ação ordinária dá direito a um voto nas deliberações da Assembleia Geral. As ações preferenciais, de ambas as classes, não possuem direito de voto, ficando assegurado ainda, no caso de existir lucro a distribuir: (i) As ações preferenciais "Classe A" têm prioridade na distribuição de dividendos, que serão no mínimo 10% (dez por cento) sobre o lucro líquido, representado por ações preferenciais "Classe A"; (ii) As ações preferenciais "Classe B" têm prioridade na distribuição de dividendos, somente após a distribuição de dividendos às preferenciais "Classe A", sendo tais dividendos no mínimo 10% (dez por cento) maiores do que os atribuídos às ações ordinárias. 19.2. Lucro por ação e remuneração aos acionistas: a) Lucro por ação: Os valores do lucro básico e diluído por ação são os seguintes:

	2025		2024	
Lucro básico e diluído por ação:				
Lucro disponível aos acionistas ordinários	1.098	1.016	197	182
Lucro disponível aos acionistas preferenciais A	659	610	-	-
Total	1.954	1.808	197	182

Em unidades de ações

	2025		2024	
Média ponderada de número de ações em circulação - ações ordinárias	151.997.609	151.997.609	151.997.609	151.997.609
Média ponderada de número de ações em circulação - ações preferenciais A	27.220.069	27.220.069	-	-
Média ponderada de número de ações em circulação - ações preferenciais B	82.878.409	82.878.409	-	-
Total	262.096.087	262.096.087	151.997.609	151.997.609

Lucro básico e diluído por ação

	2025		2024	
Ação ordinária (R\$)	7,23	6,69	1,30	1,18
Ação preferencial A (R\$)	7,23	6,69	-	-
Ação preferencial B (R\$)	7,95	7,35	-	-

b) Remuneração aos acionistas: O Estatuto Social da Companhia determina a remuneração mínima de 25% do lucro líquido, após os ajustes de acordo com as prescrições legais do Brasil. A remuneração aos acionistas se dá sob a forma de dividendos e/ou Juros sobre o Capital Próprio (JCP), baseado nos limites definidos em lei e no Estatuto Social da Companhia. A proposta de remuneração aos acionistas foi calculada da seguinte forma:

	2025		2024	
Lucro líquido do exercício	1.954	1.808	197	182
Reserva legal	-	(90)	-	(82)
Reserva de incentivo fiscal	150	(231)	-	-
Lucro líquido ajustado	2.104	1.487	197	182
Reserva de retenção de lucros	(566)	(1.065)	-	-
Remuneração a distribuir	1.538	422	197	182

Mínima obrigatória (25% do lucro líquido ajustado)

	2025		2024	
Remunerações intermediárias	526	372	101	91
Total	1.012	50	97	91

Natureza da remuneração

	2025		2024	
Dividendos	1.046	90	97	91
JCP	92	422	97	91
Total	1.538	422	197	182

Remuneração total por ação

	2025		2024	
Ordinária	7,23	6,69	1,30	1,18
Preferencial A	7,23	6,69	-	-
Preferencial B	7,95	7,35	-	-

O Conselho de Administração aprovou, em 27 de março de 2025, a título de remuneração antecipada do

exercício de 2025 a remuneração aos acionistas, o montante de R\$ 90 (R\$ 106 menos R\$ 16 de imposto de renda), na forma de juros sobre capital próprio, pago em novembro de 2025. O Conselho de Administração aprovou, em 27 de junho de 2025, a título de remuneração antecipada do exercício de 2025 a remuneração aos acionistas, o montante de R\$ 105 (R\$ 123 menos R\$ 18 de imposto de renda), na forma de juros sobre capital próprio, pago em novembro de 2025. O Conselho de Administração aprovou, em 29 de setembro de 2025, a título de remuneração antecipada do exercício de 2025 a remuneração aos acionistas, o montante de R\$ 120 (R\$ 141 menos R\$ 21 de imposto de renda), na forma de juros sobre capital próprio, pago em dezembro de 2025. O Conselho de Administração aprovou, em 24 de outubro de 2025, a título de remuneração antecipada do exercício de 2025 a remuneração aos acionistas, o montante de R\$ 1.046, na forma de dividendos intermediários, pagos em dezembro de 2025. O Conselho de Administração aprovou, em 19 de dezembro de 2025, a título de remuneração antecipada do exercício de 2025 a remuneração aos acionistas, o montante de R\$ 103 (R\$ 121 menos R\$ 18 de imposto de renda), na forma de juros sobre capital próprio, a ser pago até 31 de dezembro de 2026. Os valores deliberados aos acionistas, por natureza de remuneração, estão apresentados como segue:

Deliberação	Natureza de remuneração	Valor deliberado		Valor por ação		
		ON	PNA	PNB		
2025						
RCA de 27 de março de 2025	Juros sobre capital próprio	106	0,3916912	0,3916912	0,4308603	
RCA de 27 de junho de 2025	Juros sobre capital próprio	123	0,4556263	0,4556263	0,5011888	
RCA de 29 de setembro de 2025	Juros sobre capital próprio	141	0,5215177	0,5215177	0,5736694	
RCA de 24 de outubro de 2025	Dividendos intermediários	1.046	3,8685731	3,8685731	4,2554304	
RCA de 19 de dezembro de 2025	Juros sobre capital próprio	122	0,4490651	0,4490651	0,4939717	
2024						
RCA de 20 de março de 2024	Juros sobre capital próprio	75	0,2766289	0,2766289	0,3042918	
AGOE de 15 de abril de 2024	Dividendos adicionais	422	1,5604558	1,5604558	1,7165014	
RCA de 20 de junho de 2024	Juros sobre capital próprio	77	0,2852056	0,2852056	0,3137261	
RCA de 25 de setembro de 2024	Juros sobre capital próprio	85	0,3125962	0,3125962	0,3438559	
RCA de 18 de dezembro de 2024	Juros sobre capital próprio	95	0,3504942	0,3504942	0,3855436	

A remuneração a pagar aos acionistas está apresentada como segue:

	2025		2024	
Saldo inicial do exercício	181	98		
Dividendos e Juros sobre o capital próprio:				
Declarados no exercício	1.538	422	-	-
Declarados de exercícios anteriores	-	422	-	-
Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF	(74)	(50)	-	-
Pagos no exercício	(1.529)	(711)	-	-
Saldo final do exercício	116	181		

19.3. Outros resultados abrangentes: A Companhia reconhece, em 31 de dezembro de 2025, em outros resultados abrangentes os ganhos (perdas), líquidos dos tributos, de: (i) obrigações atuariais de benefícios a empregados no montante de R\$ (25) (R\$ 31 em 31 de dezembro de 2024); e (ii) valor presente das obrigações atuariais de benefícios a empregados no montante de R\$ (120) (R\$ 141 em 31 de dezembro de 2024). 19.4. Reservas de capital: a) Remuneração de bens e direitos constituídos com capital próprio: Reserva no montante de R\$ 19 em 31 de dezembro de 2025 e 2024. b) Reserva especial de ágio: Reserva líquida no montante de R\$ 339, sendo R\$ 383 correspondente ao ágio gerado em função da reestruturação societária da Companhia através da incorporação, e R\$ 44 que corresponde a valor já capitalizado. c) Gastos com emissão de ações: Valor de custo incremental (R\$ 2) em laudo de terceiro para viabilizar captação de recursos, reconhecido conforme Pronunciamento Técnico CPC 08 (IAS 32). 19.5. Reservas de lucros: a) Reserva legal: Constitui exigência legal para retenção de 5% do lucro líquido anual apurado até o limite de 20% do capital social. A Companhia poderá deixar de constituir a reserva legal no exercício baseada no artigo 182, § 1º da Lei nº 6.404/1976, considerando que a reserva legal somada à reserva de capital, excede o limite de 30% do capital social. A reserva só pode ser utilizada para absorver prejuízos ou para aumento de capital. O saldo em 31 de dezembro de 2025 é de R\$ 562 (R\$ 562 em 31 de dezembro de 2024). b) Reserva de incentivo fiscal: Constitui parcela do lucro líquido apurado em cada exercício oriunda de ganhos de incentivos fiscais da SUDENE. Esses montantes só podem ser utilizados para absorção de prejuízos acumulados ou aumento de capital social. No exercício de 2025,

COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA

22. COMPROMISSOS

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

	Compra de Energia (1)	Construção de Infraestrutura
2027	5.710	3.322
2028	6.052	3.799
2029	6.007	3.206
2030	6.462	3.399
2031	6.844	3.407
Entre 2032 e 2036	42.598	17.824

(1) Os valores relativos aos contratos de compra de energia, cuja vigência varia de 1 a 30 anos, representam o volume total contratado e foram homologados pela ANEEL, que atendem os compromissos impostos pela legislação.

MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Eduardo Capelastegui Saiz Presidente	
TITULARES	
Ana Teresa Lafuente González	Edison Antônio Costa Britto Garcia
Giancarlo Vassão de Souza	Dailton Pedreira Cerqueira
Leonardo Pimenta Gadelha	

SUPLENTE

Esdras Mamona dos Santos

CONSELHO FISCAL

Francesco Gaudio Presidente	
TITULARES	
Eduardo Valdés Sanchez	Fabiano Romes Maciel
João Guilherme Lamenza	Luiz Carlos Faria Ribeiro

SUPLENTES

José Antonio Lamenza Antonio Carlos Lopes

Glaucia Janice Nitsche Maria da Glória Guimarães dos Santos

DIRETORIA

Thiago Freire Guth Diretor Presidente	
Renato de Almeida Rocha Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	Luciana Maximino Maia Diretora de Planejamento e Controle
Fabiano da Rosa Carvalho Diretor de Regulação	

CONTADORA

Carla Suely Pedreira do Nascimento Reis
CRC: BA-017210/O-1 - CPF: 614.811.305-87

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da **COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA**, dando cumprimento ao que dispõe o artigo 163 da Lei nº 6404/76, e suas posteriores alterações, examinou o relatório da administração e demonstrações financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2025, compreendendo: balanço patrimonial, demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas; e a proposta da Administração de distribuição dos resultados. Considerando os trabalhos de análise realizados por este Conselho, os esclarecimentos obtidos sobre os atos de gestão durante o exercício social de 2025, bem como o Relatório dos Auditores Independentes emitido sem ressalvas, o Conselho Fiscal da Neoenergia Coelba, na totalidade de seus membros presentes, opina favoravelmente pela aprovação do Relatório da Administração, das Demonstrações Financeiras e Proposta de Destinação dos Resultados, estando as referidas matérias aptas a serem submetidas à apreciação e deliberação dos Senhores Acionistas.

Rio de Janeiro, 11 de fevereiro de 2026.

Francesco Gaudio - Presidente	Eduardo Valdés Sanchez
João Guilherme Lamenza	Fabiano Romes Maciel
	Luiz Carlos Faria Ribeiro

MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração da **COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA** tendo examinado, em reunião realizada no dia 10 de fevereiro de 2026, 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 do lucro, ante os esclarecimentos prestados pela Diretoria e pela Contadora da Companhia e considerando, ainda, o relatório dos auditores independentes DELOITTE e o parecer do Conselho Fiscal, aprovou os referidos documentos e os encaminha para deliberação dos acionistas por meio da Assembleia Geral Ordinária da Companhia.

Rio de Janeiro, 11 de fevereiro de 2026.

Eduardo Capelastegui Saiz - Presidente	Ana Teresa Lafuente González
Giancarlo Vassão de Souza	Leonardo Pimenta Gadelha
Edison Antônio Costa Britto Garcia	Dailton Pedreira Cerqueira

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E O RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE

O Diretor Presidente e os demais Diretores da **COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA**, sociedade por ações de capital aberto, com sede na Avenida Edgard Santos nº 300, Naranđiba, Salvador/BA, CEP: 41181-900, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 15.139.629/0001-94, para fins do disposto nos incisos V e VI do artigo 27 da Instrução CVM nº 80, de 29 de março de 2022, declaram que: (I) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no relatório da DELOITTE relativamente às demonstrações financeiras da NEOENERGIA COELBA alusivas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025; e (II) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras da NEOENERGIA COELBA relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025.

Salvador, 11 de fevereiro de 2026.

Thiago Freire Guth Diretor Presidente	Renato de Almeida Rocha Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
Luciana Maximino Maia Diretora de Planejamento e Controle	Fabiano da Rosa Carvalho Diretor de Regulação

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Acionistas, Conselheiros e Diretores da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA *Salvador - BA*. **Opinião:** Examinamos as demonstrações financeiras da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA (“Companhia”), 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, da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA em 31 de dezembro de 2025, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as 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”. Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade - 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 como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras, e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos. *Reconhecimento da receita de fornecimento de energia elétrica e disponibilidade da rede elétrica:* Conforme mencionado na nota explicativa nº 3 às demonstrações financeiras, 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, dentre 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 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. 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 tomadas em conjunto. *Infraestrutura de distribuição de energia elétrica:* Conforme mencionado nas notas explicativas nº 3,

nº 12 e nº 13 às demonstrações financeiras, 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, dentre outros: (a) a avaliação do desenho e da implementação dos controles internos relevantes relacionados à mensuração e registro dos ativos de infraestrutura da distribuição; (b) o exame, em base amostral, dos documentos comprobatórios das adições ocorridas no exercício; (c) o exame, em base amostral, do status das obras em andamento e avaliação dos prazos para utilização, bem como a sua recuperabilidade; (d) o 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) o desenvolvimento de expectativa independente sobre o saldo de amortização dos ativos intangíveis da concessão considerando as taxas de amortização aplicáveis; (f) o exame, em base amostral, da bifurcação do ativo contratual entre intangível e ativo financeiro da concessão; e (g) a 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 materiais não corrigidos pela Administração da Companhia, que resultaram em deficiências nos controles internos relacionadas ao processo de acompanhamento e monitoramento das obras em andamento. 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 da Companhia. 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 tomadas em conjunto. **Outros assuntos: Demonstrações do valor adicionado:** A demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025, elaborada sob a responsabilidade da Diretoria da Companhia e apresentada como informação complementar para fins de IFRS Accounting Standards, foi submetida a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essa demonstração está conciliada 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, essa demonstração do valor adicionado foi adequadamente elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa norma e é consistente em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto. **Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras 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 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, 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:** A Diretoria é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras 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, 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 de-

monstrações financeiras, a não ser que a Diretoria pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações. Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras. **Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras:** Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras, 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, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais. • Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia. • Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Diretoria. • 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 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 representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada. 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, determinamos 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.

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

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

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



Certificado por Editora Globo SA 04067191000160 Pub: 12/02/2026

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

https://publicidadelegal.valor.com.br/valor/2026/02/12/COELBA1587598012022026.pdf Hash: 1770845041a84854d4fef114437a83124b42ed83ef5