

EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A.

Demonstrações Financeiras

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A.
Demonstrações Financeiras
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024



Conteúdo

Relatório da administração	3 – 11
Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras	12 – 18
Balanços patrimoniais	19
Demonstrações de resultados	20
Demonstrações dos resultados abrangentes	21
Demonstrações dos fluxos de caixa	22
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido	23
Demonstrações do valor adicionado	24
Notas explicativas da administração às demonstrações financeiras	25– 68
Comentário sobre o Comportamento das Projeções Empresariais	69
Proposta de Orçamento de Capital	70
Outras Informações que a Companhia Entenda Relevantes	71
Parecer do Conselho Fiscal ou Órgão Equivalente	72
Declarações dos diretores sobre as demonstrações financeiras	73
Declarações dos diretores sobre o parecer dos auditores independentes	74

MENSAGEM DO PRESIDENTE

Para o exercício de 2025, destaca-se a renovação por mais 30 anos do contrato da concessão de Distribuição de Energia para 70 municípios em que atua no estado do Espírito Santo. Fato que nos enche de orgulho pois fomos a primeira empresa do país a ter sua concessão renovada em conformidade com o novo modelo de avaliação estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e pelo Ministério de Minas e Energia (MME). A renovação da concessão de distribuição de energia elétrica consolida e ratifica a confiança do Ministério de Minas e Energia, dos órgãos reguladores, do Governo do Estado do Espírito Santo e dos clientes capixabas na atuação e nos resultados alcançados pela EDP.

A EDP Espírito Santo tem sido significativamente impactada pelos efeitos das mudanças climáticas, o que reforça a relevância dos investimentos contínuos em modernização e resiliência das redes de distribuição de energia, com vistas a assegurar o atendimento à população com elevados padrões de qualidade, segurança e confiabilidade. Nesse contexto, a Companhia manteve o compromisso com a realização de aportes expressivos, sustentados por um planejamento estratégico estruturado, direcionados ao fortalecimento de suas redes, que se tornaram progressivamente mais robustas, inteligentes e automatizadas. Tais iniciativas têm contribuído para o aprimoramento da gestão operacional, especialmente em situações críticas e de elevado volume de ocorrências.

Em alinhamento com o compromisso contínuo de elevar a qualidade dos serviços prestados e ampliar a infraestrutura elétrica, a EDP Espírito Santo prevê investimentos para os próximos anos aplicados no aprimoramento dos processos de atendimento ao cliente, na continuidade dos investimentos em digitalização e automação das redes e no fortalecimento da resiliência do sistema de distribuição aspecto essencial diante dos impactos cada vez mais expressivos das mudanças climáticas.

As perdas totais registraram o melhor desempenho anual da série histórica, atingindo o patamar de 10,70%, índice inferior à meta regulatória estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Esse resultado reflete a trajetória consistente de redução das perdas, sustentada por uma estratégia de melhoria contínua e pela intensificação das ações de combate, com destaque para a adoção de tecnologias de blindagem da rede, bem como para os investimentos realizados na substituição de medidores, inspeções de campo, instalação de sistemas de medição remota e na manutenção dos ativos de telemedição.

Os indicadores de qualidade do fornecimento permaneceram em patamares inferiores às metas regulatórias estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), refletindo a efetividade das ações de melhoria implementadas, que incluem a intensificação das manutenções preventivas e a utilização de plataformas digitais de apoio às equipes de campo. Em 2025, a duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC) foi de 6,94 horas, enquanto a frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC) atingiu 3,14 ocorrências. Esses resultados decorrem, principalmente, da entrada em operação de novas subestações e da implantação de novos alimentadores em subestações existentes, iniciativas que ampliam a capacidade do sistema elétrico, elevam a confiabilidade do fornecimento e conferem maior flexibilidade operativa, contribuindo para a melhoria contínua da qualidade do atendimento à população nas regiões atendidas.

Por meio do Instituto EDP, a empresa mantém como prioridade a geração de valor para a sociedade capixaba, com iniciativas nas áreas de educação, cultura e sustentabilidade, que impactaram mais de 317 mil pessoas nos últimos quatro anos. Dentre os principais programas, destaca-se o Comunidade IN, voltado à promoção do desenvolvimento regional por meio de ações integradas de educação, qualificação profissional, geração de renda, moradia, acesso à cultura e fornecimento de energia de qualidade. Comunidades como Jabaeté, em Vila Velha, e Piranema, em Cariacica, foram beneficiadas com projetos que incluem reformas elétricas, instalação de sistemas fotovoltaicos, postes solares produzidos a partir de materiais reciclados e programas de capacitação profissional. Adicionalmente, a Companhia apoia a restauração de relevantes patrimônios históricos e culturais do Estado do Espírito Santo, como o Teatro Carlos Gomes e a Igreja dos Reis Magos.

A segurança das pessoas permanece como valor inegociável para a EDP. Nos últimos anos, o tema tem sido tratado como prioridade estratégica pela gestão da Companhia e por seus parceiros, refletindo avanços consistentes nos indicadores de gravidade e frequência de acidentes. Ainda assim, a Companhia mantém o compromisso com a melhoria contínua, reforçando a importância da prevenção e da adoção de práticas seguras, com o objetivo de assegurar que todos retornem às suas famílias em segurança ao final de cada jornada de trabalho. Cada ocorrência de risco é tratada como oportunidade de aprendizado, promovendo a revisão de processos e a implementação de medidas corretivas e preventivas, com o engajamento ativo de colaboradores próprios e parceiros na construção de um ambiente de trabalho cada vez mais seguro.

Diante dos resultados alcançados, a empresa registra seu agradecimento aos colaboradores diretos e indiretos, aos membros da Diretoria e do Conselho de Administração, bem como aos clientes, acionistas e parceiros de negócios, pela confiança e contribuição ao longo do período. A EDP reafirma seu compromisso com a geração de valor compartilhado para todos os seus stakeholders e para o desenvolvimento sustentável do Brasil.

Dyogenes Rosi
Diretor Presidente

A COMPANHIA

A EDP Espírito Santo (“EDP ES”), subsidiária integral da EDP - Energias do Brasil S.A. (“EDP Brasil”), tem por objetivo a prestação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, com prazo de concessão até 17 de julho de 2055.

Sediada em Vitória, atua em 70 dos 78 municípios do Estado do Espírito Santo, abrangendo cerca de 3,9 milhões de habitantes e atende 1,8 milhões de clientes.

AMBIENTE REGULATÓRIO

Despacho nº 882/2025 – Taxa Regulatória de Remuneração do Capital, aplicável ao segmento de Distribuição

Em 25 de março de 2025, foi publicado o Despacho nº 882/25, que fixou a atualização dos valores das Taxas Regulatórias de Remuneração do Capital, aplicáveis aos segmentos de Distribuição, Transmissão e Geração de energia elétrica.

Despacho nº 5.176 /25 – Aprova o Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de distribuição de energia elétrica

Em 27 de fevereiro de 2025, foi publicado o Despacho nº 5176/25, que aprova o Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de distribuição de energia elétrica com vistas à prorrogação das concessões, nos termos do Decreto nº 12.068, de 2024 e da Lei nº 9.074, de 1995.

Resolução Normativa nº 1.117/2025 – Adequar a regulamentação tarifária em razão da quitação antecipada das Contas Covid e Escassez Hídrica

Em 8 de abril de 2025, a REN nº1117 alterou os Submódulos 4.4, 4.4A e 5.2 do PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária) para incluir dispositivos relacionados à regulação da quitação antecipada das Contas Covid e Escassez Hídrica, conforme previsto na Portaria Interministerial MME/MF nº 1/2024. A medida visa adequar a regulamentação tarifária às novas diretrizes para encerramento antecipado dessas contas setoriais, com impacto na gestão econômico-financeira das distribuidoras e na modicidade tarifária.

Despacho nº 1.211/2025 – Reconhecimento dos investimentos referentes à realização do Plano de Gestão PG-0380-0008/2014

Em 22 abril de 2025, o Despacho nº 1.211 reconheceu do Recurso Administrativo interposto pela EDP ES e, no mérito, dar provimento, de modo a reformar o Despacho nº 1.114, de 2024, reconhecendo os investimentos referentes à realização do Plano de Gestão PG-0380-0008/2014, no valor total de R\$ 997.015,66 (novecentos e noventa e sete mil e quinze reais e sessenta e seis centavos) e declarou o encerramento deste projeto.

Despacho nº 1.312/2025 – Previsão anual dos custos dos encargos setoriais (ESS, EER, ERCAP)

Em 29 de abril de 2025, o Despacho nº 1.312 estabeleceu a previsão anual de custos de Encargo de Serviço de Sistema – ESS, do Encargo de Energia de Reserva – EER e ao Encargo de Potência para Reserva de Capacidade – ERCAP, para fins de cobertura tarifária das distribuidoras com processo tarifário no segundo quadrimestre de 2025.

Despacho nº 1.316/2025 – Recomendação da prorrogação do Contrato de Concessão da EDP ES

Em 29 de abril de 2025, o Despacho 1.316 recomendou ao Ministério de Minas e Energia – MME a prorrogação do Contrato de Concessão de Distribuição nº 1/95-DNAEE, considerando que a EDP ES, 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, atendendo as condicionantes estabelecidas no Decreto nº 12.068, de 2024, bem como encaminhar a minuta do 5º Termo Aditivo; e (ii) não avaliar outros elementos além dos critérios disciplinados no art. 2º do Decreto nº 12.068/2024 ao analisar pedidos de renovação das concessões de distribuição, com vistas a enviar a recomendação ao MME, de que trata o § 2º do art. 10 do mesmo Decreto.

Despacho nº 1.513/2025 – Neutralidade dos efeitos contábeis da exclusão do ICMS da base do PIS

Em 20 de maio de 2025, o Despacho nº 1.513 reconheceu, e deu mérito parcial ao provimento ao Pedido de Reconsideração interposto pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee), em face do Despacho nº 3.478, de 2022, no sentido de: (i.a) reconhecer que a neutralidade dos efeitos contábeis da exclusão do ICMS da base do PIS.

Resolução Normativa nº 1.121/2025 – Trata dos custos operacionais, com vigência a partir de 23 de maio de 2025

Em 20 de maio de 2025, a REN nº 1121 aprovou a versão 5.0 do Submódulo 2.2 do PRORET que trata dos custos operacionais, com vigência a partir de 23 de maio de 2025. Foi determinado que essa nova versão não se aplica às revisões tarifárias cujas Consultas Públicas já tenham sido instauradas em 2025 até a data da publicação da resolução. Também foi delegada à Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica (STR) a responsabilidade de atualizar anualmente a base de dados utilizada no cálculo do modelo DEA, por meio de Tomada de Subsídios, conforme regras previstas.

Resolução Autorizativa nº 16.126/2025 – DUP para desapropriação de área para a implantação da Estação Repetidora Matutina

Em 29 de abril de 2025 a REA nº 16.126 alterou a Resolução Autorizativa nº 14.761, de 4 de julho de 2023, que trata da declaração de utilidade pública, para desapropriação, em favor da EDP ES a área de terra necessária à implantação da Estação Repetidora Matutina e, para servidão administrativa, de área de terra necessária à implantação do acesso à Estação Repetidora Matutina, localizadas no município de Itarana/ES.

Despacho nº 1.861/2025 – Reconhecimento dos investimentos referentes à realização do PEE PE-00380-0062/2017

Em 18 de junho de 2025, o Despacho nº 1.861 reconheceu os investimentos referentes à realização do Projeto de Eficiência Energética, código PE-00380-0062/2017, cuja proponente é a EDP ES, no valor total de R\$ 68.776,92 e declarou o encerramento desse projeto.

Despacho nº 1.863/2025 – Reconhecimento dos investimentos referentes à realização do PEE PE-00380-0063/2017

Em 18 de junho de 2025, o despacho nº 1.863 reconheceu os investimentos referentes à realização do Projeto de Eficiência Energética, código PE-00380-0063/2017, cuja proponente é a EDP ES, no valor total de R\$ 69.638,38 e declarou o encerramento desse projeto.

Despacho nº 2.203/2025 – Informa a Aneel/SFF créditos, tributos incidentes e valores repassados aos consumidores para fins tarifários

Em 22 de julho de 2025, o Despacho nº 2.203 determinou que as distribuidoras de energia elétrica encaminhem à SFF, até o 45º dia anterior à data-base do processo tarifário, informações sobre créditos utilizados em compensação, levantamentos judiciais, tributos incidentes e valores repassados diretamente aos consumidores. Quando aplicável, essas informações devem ser complementadas até o 30º dia anterior à data-base. Os créditos informados serão atualizados pela Selic, conforme os Submódulos 4.4 e 4.4A do PRORET. A projeção dos créditos a serem compensados será calculada com base na média dos últimos 12 meses, também atualizada pela Selic, e eventuais diferenças deverão ser apuradas no processo subsequente.

Despacho nº 2.207/2025 – Reconhecimento dos investimentos referentes à realização do PEE PE-00380-0066/2017

Em 22 de julho de 2025, o Despacho nº 2.207 reconheceu os investimentos realizados no Projeto de Eficiência Energética, código PE-00380-0066/2017, proposto pela EDP ES, no valor total de R\$ 559.148,64 e declarou o encerramento do referido projeto.

Despacho nº 2.233/2025 – Repasse do bônus de Itaipu

Em 24 de julho de 2025, o Despacho nº 2.233 homologou os valores a serem repassados pela ENBPar às distribuidoras do SIN até 30 de julho, para aplicação do bônus de Itaipu. Determinou que a ENBPar adicione aos valores o rendimento líquido das aplicações financeiras realizadas entre 21 de julho e a data anterior aos repasses. Também homologou a Tarifa Bônus de Itaipu no valor de R\$ 0,00817809/kWh, a ser aplicada pelas distribuidoras nas faturas de unidades consumidoras residenciais e rurais do SIN com consumo mensal inferior a 350 kWh em 2024. O bônus deve ser creditado nas faturas emitidas entre 1º e 31 de agosto de 2025, sob a denominação “Bônus ITAIPU – art. 21 da Lei 10.438/2002”,

e eventuais valores excedentes serão compensados nas faturas subsequentes. Valores não aplicados, como nos casos de inexistência da unidade consumidora, deverão ser devolvidos à Conta de Comercialização de Energia Elétrica de Itaipu.

Resolução Homologatória nº 3.508/2025 – Homologou o resultado da Revisão Tarifária Periódica (RTP) de 2025 da EDP ES

Em 22 de agosto de 2025, a Resolução Homologatória nº 3.508 homologou o resultado da Revisão Tarifária Periódica (RTP) de 2025 da EDP ES, as Tarifas de Energia (TE) e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), além de estabelecer outras providências.

Despacho nº 2.427/2025 – Reconhecimento dos investimentos referentes à realização do PEE PE-00380-0064/2017

Em 7 de outubro de 2025, o Despacho nº 2.427 decidiu: (i) reconhecer o valor de R\$ 236.026,94 referente à realização do Projeto de Eficiência Energética PE-00380-0064/2017 pela EDP ES; e (ii) declarar o encerramento do referido projeto.

Despacho nº 2.462/2025 – Reconhecimento dos investimentos referentes à realização do PEE PE-00380-0067/2017

Em 7 de outubro de 2025, o Despacho nº 2.462 decidiu: (i) reconhecer o valor de R\$ 188.236,15 referente à realização do Projeto de Eficiência Energética PE-00380-0067/2017 pela EDP ES; e (ii) declarar o encerramento do referido projeto.

Lei nº 15.235/2025 – Conversão da MP 1.300/25 em lei

Em 09 de outubro de 2025 foi publicada a Lei 15.235/2025, de 08 de outubro de 2025, de conversão da MP 1.300/2025, tendo como principal objetivo modernizar o setor elétrico brasileiro, na qual foram aprovados os seguintes dispositivos afetos aos negócios da distribuição: Revisão das regras da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE) a partir de 05/07/2025 para a gratuidade de energia para famílias com consumo mensal de até 80 kWh, além de outros critérios estabelecidos; Introduziu o desconto social sobre as cotas anuais da CDE para famílias com consumo mensal de até 120 kWh, além de outros critérios estabelecidos; e alterou os critérios de rateio das cotas das usinas nucleares de Angra 1 e 2 entre todos os consumidores (livres e regulados) do Sistema Interligado Nacional a partir de 01/01.2026. A EDP ES implementou tempestivamente as medidas.

Resolução Normativa nº 1.137/2025 – Estabeleceu disposições para aumentar a resiliência dos sistemas elétricos

Em 30 de outubro de 2025, a Resolução Normativa ANEEL nº 1.137 estabeleceu disposições para aumentar a resiliência dos sistemas de distribuição e transmissão frente a eventos climáticos severos, alterando as Resoluções Normativas nº 846/2019, nº 905/2020, nº 948/2021, nº 956/2021 e nº 1.000/2021.

Lei nº 15.269/2025 – Conversão da MP 1.304/2025 em lei

Em 25 de novembro de 2025 foi publicada a L 15.269/2025 de 24 de novembro de 2025, de conversão da MP 1.304/2025, tendo como principal objetivo modernizar o setor elétrico brasileiro, na qual foram aprovados os seguintes dispositivos afetos aos negócios da distribuição: Abertura gradual do mercado livre de energia para todos os consumidores da baixa tensão; Segregação contábil e tarifária das atividades de rede (fio) e energia; Criação da figura do Supridor de Última Instância (SUI) para garantir o fornecimento a consumidores que fiquem sem contrato no mercado livre de energia; Cria o encargo sobrecontratação e o tratamento para a exposição Involuntária para as distribuidoras em face da abertura do mercado, bem como poderá flexibilizar a contratação das distribuidoras no leilões regulados e sem a necessidade de ser para 100% do mercado. Ainda, foi aprovada medida para estabelecer limite anual para a CDE a partir de 2026 com a criação do encargo complementar de recursos a ser assumido pelos beneficiários que necessitar de cobertura de subsídio além do teto anual estabelecido e a majoração do teto da multa imposta pela Aneel aos agentes de 2% para 3% da ROL. As medidas aprovadas serão regulamentadas pelo MME e/ou Aneel.

Resolução Homologatória nº 3.564/2025 – Quotas mensais da CDE para 2026

Em 16 de dezembro de 2025, a Resolução Homologatória nº 3.564/2025 homologou as quotas mensais provisórias da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE a serem recolhidas pelas concessionárias de distribuição a partir de janeiro de 2026. As quotas já consideram os efeitos da Lei 15.235/2025 (lei de conversão da MP 1300/25) que aprovou a nova tarifa social (a partir de 05/07/25_e o desconto social das cotas anuais da CDE (a partir de 01/01/26) e o rateio das cotas anuais da CDE para todos os consumidores (livres e regulados) do Sistema Interligado Nacional – SIN, a partir de 01/01/26.

Consulta Pública nº 47/2025 – Definição do critério de rateio dos recursos arrecadados na CDE relativos à repactuação do UBP

Em 19 de dezembro de 2025, foi divulgado o Aviso de Consulta Pública nº 47/2025 a para obter subsídios para definição do critério de rateio dos recursos arrecadados na CDE relativos à repactuação de parcelas vincendas devidas a título de UBP (CP 45/25 está discutindo os valores das parcelas vincendas).

Despacho nº 3.832/2025 – Homologou as tarifas para a subclasse residencial desconto social e as tarifas a vigorarem a partir de 1º/01/2026

Em 22 de dezembro de 2025, o Despacho nº 3.832/2025 homologou as tarifas para a subclasse residencial desconto social e as tarifas a vigorarem a partir de 1º de janeiro de 2026.

MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

Balanço Energético (MWh)

O Balanço Energético representa a energia contratada para atendimento ao mercado da Companhia e as perdas na distribuição e na rede básica, sendo o saldo ajustado no Mercado de Curto Prazo.

EDP ESPÍRITO SANTO	2025	2024	Var
Itaipu + Proinfa	9.136.589	9.826.437	-7%
Leilão	4.655.046	5.592.943	-17%
Outros ¹	127.517	139.089	-8%
Energia em Trânsito	5.780.689	5.579.931	4%
Total Energia Recebida	19.699.840	21.138.401	-7%
Perdas Transmissão	150.083	140.389	7%
Perdas de Itaipu	1.371.796	1.406.084	-2%
Vendas C.Prazo	-399.352	-178.624	124%
Ajustes C.Prazo	1.151.242	787.677	46%
Total Perdas	769.988	937.420	-18%
Cessões MCSD Energia Nova	-377.154	-557.836	-32%
Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE)	32.243	0	n.d.
Vendas	-344.911	-557.836	-38%
Energia Requerida	19.274.763	20.758.818	-7%
Fornecimento	6.599.699	6.806.817	-3%
Perdas e Diferenças	1.495.795	1.594.538	-6%
Energia em Trânsito	5.780.689	5.579.931	4%
Total Energia	13.876.184	13.981.286	-1%

¹ Bilaterais e Compras no Curto Prazo. Nota: Balanço energia considera energia medida.

Compra de Energia

A compra de energia (Itaipu + Proinfa, Leilão e Outros) foi de 13.919 GWh, redução de 10,5% em relação a 2024. Deste montante, as compras compulsórias de Itaipu e do PROINFA representaram 65,6%, as compras em leilão 33,4% e os Contratos Bilaterais e Curto Prazo 0,9%.

DESEMPENHO OPERACIONAL

O volume de energia distribuída foi de 12.399 GWh, aumento de 0,1% em relação a 2024. A energia distribuída totalizou 6.618 GWh para clientes cativos e 5.780 GWh para clientes livres, redução de 2,8% e aumento de 3,6%, respectivamente, em relação ao mesmo período do ano anterior.

Entre os clientes da classe Residencial houve aumento de 2,0% na energia distribuída, destacaram-se a expansão de clientes (+2,9%), a melhora nas condições de emprego e renda atenuada pelas temperaturas mais baixas do ano (-1,7°C no ano). No Rural destaca-se o elevado volume de precipitação no período tipicamente seco (+311 mm, entre abril e outubro) que desestimulou o consumo para irrigação. Entre os clientes da classe Industrial destacou-se o impacto positivo dos setores de Alimentos (+11 GWh) e Fabricação de Minerais Não Metálicos (+9 GWh). No agrupamento outros prevaleceram os efeitos negativos das condições climáticas..

	Volume (MWh)			Clientes (unid)		
	2025	2024	var	2025	2024	var
Residencial	3.468.476	3.399.786	2,0%	1.463.057	1.422.274	2,9%
Industrial	4.757.797	4.740.629	0,4%	9.085	9.291	-2,2%
Livre	4.577.831	4.471.455	2,4%	721	588	22,6%
Cativo	179.966	269.174	-33,1%	8.364	8.703	-3,9%
Comercial	2.197.786	2.208.565	-0,5%	137.757	135.923	1,3%
Livre	968.738	874.372	10,8%	1.095	801	36,7%
Cativo	1.229.049	1.334.193	-7,9%	136.662	135.122	1,1%
Rural	1.040.085	1.061.772	-2,0%	175.405	178.984	-2,0%
Outros	935.128	975.625	-4,2%	17.700	17.434	1,5%
Livre	219.965	227.999	-3,5%	29	24	20,8%
Cativo	715.163	747.626	-4,3%	17.671	17.410	1,5%
Energia Distribuída	12.399.272	12.386.378	0,1%	1.803.004	1.763.906	2,2%
Livre	5.780.792	5.580.055	3,6%	1.880	1.427	31,7%
Cativo	6.618.480	6.806.323	-2,8%	1.801.124	1.762.479	2,2%

QUALIDADE

Os indicadores de qualidade relacionados com a prestação dos serviços de energia elétrica estão abaixo das metas regulatórias estabelecidas. O DEC registrado foi de 6,95 horas, queda de 1,80, e o FEC foi de 3,14 interrupções, menor em 2,99. Essas reduções são resultado de: (i) entrada em operação de novas subestações; (ii) novos alimentadores nas subestações já existentes, permitindo maior flexibilidade para as redes operadas pela Companhia; e (iii) planos de manutenção executados ao longo do ano.

Indicador	Unidade	Acompanhamento	2022	2023	2024	2025
DEC	Horas	Real	6,85	7,23	7,16	6,95
		Meta Regulatória	9,05	8,75	8,75	8,75
FEC	Vezes	Real	3,25	3,12	3,16	3,14
		Meta Regulatória	6,41	6,13	6,13	6,13

DEC = Duração Equivalente de Interrupções por Clientes (horas – média cliente/ano)
FEC = Frequência Equivalente de Interrupções por Clientes (interrupções – média cliente/ano)

PERDAS DE ENERGIA

A EDP ES encerrou o ano com 10,70% de Perdas Totais, redução de 0,70 p.p. em comparação ao ano anterior. A redução das perdas técnicas reflete a energização de novas subestações, colocando a EDP ES 1,81 p.p. abaixo da média ANEEL. A trajetória de redução registrada nesses indicadores é resultado de uma estratégia de melhoria contínua, somada a intensificação das ações de combate a perdas, principalmente, em relação a tecnologias de blindagem de rede. Em 2025, a Companhia investiu R\$ 154,0 milhões em projetos de combate às perdas, sendo os recursos destinados a substituições de medidores, inspeções de campo, blindagem da rede de distribuição, através da tecnologia BTZero, blindagem de medição de edifícios populares, instalação e manutenção dos aparelhos de telemedição.

PRINCIPAIS DADOS DAS INSTALAÇÕES ELÉTRICAS

Descrição	2025	2024	Var. %
Subestações			
Quantidade	117	117	0,0%
Potência Instalada de Transformadores (MVA)	4.747	4.698	1,0%
Redes de Distribuição - Própria (Km)	69.351	68.310	1,5%
AT (maior ou igual a 69 KV)	3.314	3.296	0,5%
MT (entre 1e menor a 69 KV)	56.013	55.014	1,8%
BT (menor que 1kV)	10.024	10.000	0,2%
Transformador de Distribuição - Próprios (Quantidade)	168.040	162.236	3,6%
Urbano	44.002	42.182	4,3%
Rural	124.036	120.053	3,3%
Subterrâneo	2	1	100,0%
Potência Instalada na Distribuição Própria (MVA)	5.370	5.102	5,2%
Urbano	2.818	2.712	3,9%
Rural	2.551	2.390	6,7%
Subterrâneo	1	0	333,3%
Postes em Redes de Distribuição - Quantidade	819.144	798.634	2,6%
Urbano	343.004	337.361	1,7%
Rural	476.140	461.273	3,2%

ANÁLISE DO DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Demonstrativo de Resultados (R\$ mil)	2025	2024	Var
Receita Operacional Líquida	4,991,749	4,649,239	7.4%
Receita com Construção da Infraestrutura	843,282	780,698	8.0%
Gastos Não Gerenciáveis	(3,102,670)	(2,821,108)	10.0%
Margem Bruta	1,889,079	1,828,131	3.3%
Gastos Gerenciáveis	(1,914,224)	(1,671,435)	14.5%
Total do PMSO	(547,716)	(516,147)	6.1%
Ganhos e Perdas na Desativação e Alienação de Bens	(95,410)	(64,777)	47.3%
Custo com Construção da Infraestrutura	(843,282)	(780,698)	8.0%
EBITDA	1,144,753	1,157,693	-1.1%
Margem EBITDA	22.9%	24.9%	-7.9%
Depreciação e Amortização	(326,616)	(220,299)	48.3%
Resultado do Serviço (EBIT)	818,137	937,394	-12.7%
Resultado Financeiro Líquido	(501,850)	(295,646)	69.7%
LAIR	316,286	641,748	-50.7%
IR e Contribuição Social	(36,559)	(42,863)	-14.7%
Lucro Líquido	279,727	598,885	-53.3%

¹: Receita Líquida exclui receita de construção

A Receita Líquida atingiu R\$ 4,9 bilhões, aumento de 5,9%, decorrente principalmente da melhora do mercado, menor impacto de perdas de energia.

Os Gastos não Gerenciáveis atingiram R\$ 3,0 bilhões, aumento de 7,6%, decorrente do aumento do decorrente do aumento do preço de compra de energia.

A Margem Bruta atingiu R\$ 1,9 bilhão, maior em 6,2% frente a 2023, decorrente dos efeitos já mencionados.

O total de PMSO teve aumento de 6,1% decorrente do aumento nas rubricas decorrente do impacto das despesas com pessoal relacionadas ao crescimento das despesas com saúde e previdência.

O Resultado Financeiro foi de R\$ 501,9 milhões, maior em R\$ 206,2 milhões, decorrente do aumento de custo de dívida e menor receita financeira.

O Lucro Líquido foi de R\$ 379,7 milhões, menor em 53,3,0% frente ao ano anterior.

INVESTIMENTOS

Os investimentos totalizaram R\$ 843,3 milhões, em função dos investimentos em obras de expansão (instalação de sistemas de medição, expansão de linhas, subestações e redes de distribuição para ligação de novos clientes e aumento de demanda de mercado), melhoria de rede e indicadores de continuidade (substituição de equipamentos e medidores obsoletos e depreciados, transformadores, cabos, instalação de religadores, substituição de ramal, chave fusível religadora) e modernização de redes (spacer, multiplex, substituição de postes), telecomunicações (remodelagem das subestações) projetos de TI e estruturantes como o ADMS e construção do novo COI e em projetos relacionados a combate às perdas (blindagem da rede, Telemedicação, substituição de medidores obsoletos e BT Zero).

Investimentos (R\$ milhões)	12M25	12M24	Var
Expansão do Sistema Elétrico	379.567	415.041	-9%
Melhoramento da Rede	156.749	149.514	5%
Telecom., Informática e Outros	187.675	129.769	45%
Perdas	153.561	130.032	18%
Subtotal¹	877.552	824.357	6%
(-) Obrigações Especiais ²	-34.270	-43.659	-22%
Investimento Líquido	843.282	780.698	8,0%

¹: Subtotal = CAPEX Bruto (considerando capital investido na rede) + Juros capitalizados

²: Participação financeira de clientes, sejam eles pessoas físicas, jurídicas, união, estado e municípios nos projetos de investimentos

ENDIVIDAMENTO

Em 31 de dezembro de 2025, a distribuidora apresentou dívida líquida de R\$ 3,7 bilhões, aumento de 23% em relação ao mesmo período do ano anterior. A dívida bruta foi de R\$ 4,2 bilhões, sendo composta por R\$ 3,5 bilhão em debêntures, R\$ 741,0 milhões em Empréstimos Financiamentos.

	dez/25	dez/24	Var
Dívida Bruta (R\$ mil)	4.238.731	4.323.933	-2,0%
Caixa e Equivalente de Caixa (R\$ mil)	495.460	1.280.338	-61,3%
Dívida Líquida (R\$ mil)	3.743.271	3.043.595	23,0%
Dívida Líquida / EBITDA	2,49	2,63	-5,4%

¹: Dívida Bruta = Empréstimos, financiamentos, notas promissórias e encargos de dívidas + debêntures

AUDITORES INDEPENDENTES

Nos termos da Instrução CVM nº 23, de 25 de fevereiro de 2021, a Companhia firmou contrato com a PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes (PwC), para prestação de serviços de auditoria de suas demonstrações contábeis, bem como a revisão de informações contábeis intermediárias relativas ao exercício de 2025.

A PwC não é responsável pela auditoria de valores de energia medida, clientes e outras informações quantitativas, não financeiras.

Em 2025, a PwC e suas afiliadas não prestaram nenhum serviço adicional à auditoria independente que superasse em 5% o valor contratado. A política de atuação da Companhia, bem como das demais empresas do Grupo EDP – Energias do Brasil, quanto à contratação de serviços não-relacionados à auditoria junto à empresa de auditoria, se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor independente. Estes princípios consistem, de acordo com princípios internacionalmente aceitos, em: (a) o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho; (b) o auditor não deve exercer funções gerenciais no seu cliente; e (c) o auditor não deve promover os interesses de seu cliente.

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Conforme requerido pelo artigo 27 da instrução CVM nº 80/22, e posteriores alterações, declaramos que revisamos e concordamos com as demonstrações financeiras e também com os Relatórios dos Auditores Independentes emitidos sobre as respectivas Demonstrações Financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2025. Estas demonstrações foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e o International Financial Reporting Standards (“IFRS”) e emitidas pelo International Accounting Standards Board (“IASB”).



Relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras

Aos Administradores e Acionistas
EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A.

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A. ("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 e outras informações elucidativas.

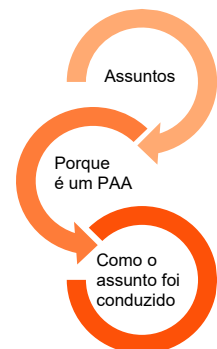
Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia em 31 de dezembro de 2025, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e 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 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, aplicáveis a auditorias de demonstrações financeiras de entidades de interesse público no Brasil, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas conforme essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais Assuntos de Auditoria

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



Porque é um PAA

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

Fornecimento não faturado (Nota 7)

A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é fornecida. A Companhia efetua a leitura do consumo de seus clientes baseada em uma rotina que depende da calendarização e rota de leitura. Consequentemente, uma parte da energia efetivamente distribuída não é faturada ao final de cada mês, sendo necessário que a administração estime esse valor. Em 31 de dezembro de 2025, o saldo de fornecimento não faturado estimado somava R\$ 334.213 mil, líquido da provisão para não realização.

O reconhecimento da receita não faturada é determinado com base em dados históricos obtidos, principalmente por meio de parâmetros de sistemas informatizados, tais como, a carga real de energia distribuída no mês e a tarifa vigente, além da utilização de premissas relacionadas às perdas anualizadas.

Devido à complexidade dos dados utilizados, do alto volume de transações processadas mensalmente e dos julgamentos exercidos pela administração na determinação do índice anualizado de perdas e do volume não faturado, os quais poderiam produzir impactos significativamente diferentes daqueles apurados pela administração, caso sofram variações, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.

Nossa abordagem de auditoria considerou, entre outros, a avaliação do desenho, da implementação e da efetividade dos controles internos chave relacionados à determinação do montante da receita de energia distribuída, mas ainda não faturada. Também envolvemos nossos especialistas em tecnologia da informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados na determinação dos saldos registrados.

Em complemento aos testes de controles realizados, descritos acima, testamos os dados e as premissas utilizados na determinação da estimativa de receita não faturada, incluindo testes amostrais sobre a carga real de energia distribuída no mês, confronto das tarifas utilizadas no cálculo com as tarifas vigentes aprovadas pelo órgão regulador e avaliação do índice de perda anualizado determinado pela administração.

Recalculamos o montante de receita não faturada por meio da multiplicação da carga líquida do mercado cativo não faturado pelas tarifas definidas pelo órgão regulador para cada classe de consumidor em seus grupos e modalidades.

Adicionalmente, confrontamos o volume total não faturado considerado como premissa para a estimativa da administração, com a carga total distribuída líquida menos o volume de energia faturada no mês.

Por fim, efetuamos leitura das divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras para avaliar se as divulgações estão consistentes com as informações e julgamentos utilizados pela administração.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que os critérios e premissas adotados pela Administração da Companhia para mensuração

Porque é um PAA

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

da estimativa de receita de energia fornecida, mas não faturada, são razoáveis e consistentes com dados e informações obtidos.

Reconhecimento, mensuração e classificação do ativo financeiro indenizável, direito de concessão - infraestrutura e ativos da concessão (Notas 2, 4.4, 15.1, 15.2 e 15.3)

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia apresenta saldos de ativo financeiro indenizável, direito de concessão - infraestrutura das atividades de distribuição e ativos da concessão, nos valores de R\$ 338.343 mil, R\$ 431.860 mil e R\$ 526.513 mil, respectivamente. Esses ativos estão relacionados com investimentos efetuados na concessão sujeitos à indenização ao final do contrato de prestação de serviços outorgados, custo total de aquisição e construção deduzidos de amortização acumulada e ao direito contratual de receber caixa dos usuários pelos serviços de construção do sistema de distribuição de energia, reconhecidos nas demonstrações financeiras de acordo com a Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão (IFRIC 12) e Receita de Contrato com cliente CPC 47 (IFRS 15).

O reconhecimento, a mensuração e a classificação dos investimentos realizados na concessão, alocados entre ativo financeiro indenizável, intangível e ativos da concessão, envolvem grau significativo de complexidade e julgamento por parte da Administração, incluindo premissas relacionadas à prorrogação da concessão. Nesse contexto, em 16 de julho de 2025, a Companhia e o Poder Concedente celebraram o 5º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 01/1995-DNAEE, formalizando a prorrogação do prazo da concessão por 30 anos, até julho de 2055, a qual constitui premissa relevante considerada pela Administração na mensuração e na classificação dos ativos da concessão.

Os nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros, a avaliação do desenho e implementação dos controles internos relacionados ao processo de construção do ativo da concessão, assim como os controles internos relacionados à bifurcação entre ativo financeiro e ativo intangível no momento que o ativo inicia a sua operação.

Em complemento aos testes de controles descritos acima, avaliamos o modelo de bifurcação adotado pela Administração, e testamos os dados e as premissas utilizados na determinação da estimativa do montante relacionado ao direito incondicional de receber determinadas quantias monetárias independentemente do nível de utilização da infraestrutura da concessão.

Realizamos inspeção documental, em base amostral, das adições ocorridas durante o exercício, e recalculamos a vida útil dos bens. Também testamos a atualização monetária do ativo financeiro indenizável, com base nos índices previstos na regulamentação do setor elétrico, confrontando os índices utilizados pela Administração com os indicadores oficiais divulgados.

Testamos o cálculo da amortização do intangível, com base no prazo do contrato de concessão vigente, e avaliamos as divulgações sobre o assunto nas demonstrações financeiras.

Adicionalmente, realizamos a inspeção dos atos regulatórios e contratuais relacionados à prorrogação da concessão, incluindo o Decreto

Porque é um PAA	Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria
<p>Esse tema foi considerado como um dos principais assuntos de auditoria em função da relevância dos montantes envolvidos e pelos julgamentos significativos na avaliação da alocação dos investimentos entre o ativo financeiro da concessão, o ativo contratual e o intangível.</p>	<p>nº 12.068, de 20 de junho de 2024, e o 5º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 01/1995-DNAEE, celebrado em 16 de julho de 2025, avaliando sua aderência às premissas utilizadas pela Administração na mensuração e na classificação dos ativos da concessão.</p> <p>Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que os critérios e premissas utilizados são razoáveis e consistentes com as divulgações em notas explicativas e com os dados e as informações obtidas em nossa auditoria.</p>

Outros assuntos - Demonstração do Valor Adicionado

A Demonstração do Valor Adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2025, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia e apresentada como informação suplementar para fins de normas contábeis internacionais (*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 registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - "Demonstração do Valor Adicionado". Em nossa opinião, essa demonstração do valor adicionado foi adequadamente elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e é consistente em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras e o relatório do auditor

A administração 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

EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A.

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

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas contábeis internacionais (*IFRS Accounting Standards*) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia 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 detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações financeiras.

Como parte 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

EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A.

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 administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar 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 e continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se essas 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.

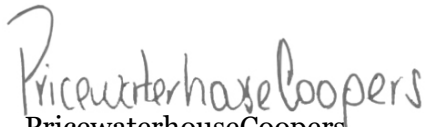
Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo,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



EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A.

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

São Paulo, 25 de fevereiro de 2026


PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes Ltda.
CRC 2SP000160/O-5

Lia Marcela Rusinque Fonseca
Contadora CRC 1SP291166/O-4

EDP ESPÍRITO SANTO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.
BALANÇOS PATRIMONIAIS EM
(Em milhares de reais)



	Nota	31/12/2025	31/12/2024
ATIVO			
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5	470.193	1.280.338
Títulos e valores mobiliários	6	25.267	
Ativo financeiro indenizável	15.1		4.958.147
Ativos da concessão	15.3		543.143
Consumidores e concessionárias	7	1.060.275	969.388
Ativos financeiros setoriais	8	86.751	22.414
Imposto de renda e Contribuição social a compensar	9	196.002	209.917
Outros tributos compensáveis	9	89.337	76.815
Instrumentos financeiros derivativos	29.1.3	14.564	323.783
Estoques	12	67.321	84.294
Outros créditos	14	133.958	98.268
Total do Ativo Circulante		2.143.668	8.566.507
Não circulante			
Consumidores e concessionárias	7	9.922	17.301
Ativos financeiros setoriais	8	179.715	48.493
Ativo financeiro indenizável	15.1	380.186	
Ativos da concessão	15.3	526.513	
Imposto de renda e Contribuição social a compensar	9	22.199	14.237
Outros tributos compensáveis	9	164.350	170.934
Benefícios pós-emprego	20.1.2.2	59.247	54.463
Cauções e depósitos vinculados	13	228.090	209.956
Outros Créditos	14	23.117	19
		1.593.339	515.403
Propriedades para investimentos		903	904
Imobilizado		11.170	11.235
Intangível	15.2	5.406.959	229.491
		5.419.032	241.630
Total do Ativo Não circulante		7.012.371	757.033
TOTAL DO ATIVO		9.156.039	9.323.540
PASSIVO			
Circulante			
Fornecedores	16	662.197	561.087
Debêntures	18	364.223	1.304.898
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	19	741.298	958.057
Instrumentos financeiros derivativos	29.1.3	14.832	29.063
Outros tributos a recolher	9	141.644	141.723
Dividendos	17	695.460	551.229
Benefícios pós-emprego	20	51.126	48.866
Obrigações Sociais e Trabalhistas		40.459	40.077
Encargos Setoriais	21	49.039	35.060
Provisões	22	11.100	9.695
Passivos financeiros setoriais	8	79.586	209.634
Outras contas a pagar	14	240.254	207.031
Total do Passivo Circulante		3.091.218	4.096.420
Não circulante			
Debêntures	18	3.132.942	2.355.698
Outros tributos a recolher	9	64.643	68.169
Imposto de renda e contribuição social diferidos	10	147.911	148.955
Outros tributos diferidos	10	4.175	3.346
Benefícios pós-emprego	20	536.615	515.652
Provisões	22	305.094	263.066
Passivos financeiros setoriais	8	189.828	164.675
Outras contas a pagar	14	40.333	22.689
Total do Passivo Não circulante		4.421.541	3.542.250
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital social	23.1	893.996	893.996
Reservas de capital		20.615	20.615
Reservas de lucros		971.641	1.003.443
Outros resultados abrangentes		(242.972)	(233.184)
Total do Patrimônio líquido		1.643.280	1.684.870
TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		9.156.039	9.323.540

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

EDP ESPÍRITO SANTO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



	<u>Nota</u>	<u>2025</u>	<u>2024</u>
Receitas	24	5.835.030	5.429.937
Custo do serviço de energia elétrica	25		
Custo com energia elétrica		(3.102.670)	(2.821.108)
Custo de operação		(668.930)	(560.388)
Custo do serviço prestado a terceiros		(843.676)	(781.077)
		<u>(4.615.276)</u>	<u>(4.162.573)</u>
Lucro bruto		<u>1.219.754</u>	<u>1.267.364</u>
Despesas e Receitas operacionais	25		
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD		(81.459)	(58.576)
Despesas gerais e administrativas		(205.007)	(175.688)
Outras despesas		(115.152)	(95.706)
		<u>(401.618)</u>	<u>(329.970)</u>
Lucro antes do resultado financeiro e tributos		<u>818.136</u>	<u>937.394</u>
Resultado financeiro	26		
Receitas financeiras		291.959	464.993
Despesas financeiras		(793.808)	(760.639)
		<u>(501.849)</u>	<u>(295.646)</u>
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro		<u>316.287</u>	<u>641.748</u>
Tributos sobre o lucro	27		
Imposto de renda e contribuição social correntes		(32.561)	29.983
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(3.999)	(72.846)
		<u>(36.560)</u>	<u>(42.863)</u>
Lucro líquido do exercício		<u>279.727</u>	<u>598.885</u>
Resultado por ação atribuível aos acionistas	28		
Resultado básico/ diluído por ação (reais/ações)			
ON		47,60500	101,92052

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

EDP ESPÍRITO SANTO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO
 (Em milhares de reais)



	2025	2024
Lucro líquido do exercício	279.727	598.885
Outros resultados abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado		
Ganhos / (Perdas) atuariais - Benefícios pós-emprego	(14.830)	32.377
Imposto de renda e contribuição social diferidos	5.042	(11.008)
	(9.788)	21.369
Resultado abrangente do exercício	269.939	620.254

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

EDP ESPÍRITO SANTO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
(Em milhares de reais)



	Capital social	Reservas de capital	Reservas de lucros	Outros resultados abrangentes	Lucros acumulados	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2023	893.996	20.615	984.325	(254.553)	-	1.644.383
Dividendo adicional aprovado - AGEO de 30/04/2024			(10.000)			(10.000)
Adiantamento para futuro aumento de capital - AFAC						
Lucro líquido do exercício					598.885	598.885
Destinação do lucro						
Reserva de incentivo fiscal - SUDENE			28.166		(28.166)	-
Dividendos complementares obrigatórios					(446.189)	(446.189)
Dividendos intermediários (JSCP)					(123.578)	(123.578)
Lucro do exercício a deliberar			952		(952)	-
Outros resultados abrangentes						
Ganhos e (perdas) atuariais - Benefícios pós-emprego				32.377		32.377
Imposto de renda e contribuição social diferidos				(11.008)		(11.008)
Saldos em 31 de dezembro de 2024	893.996	20.615	1.003.443	(233.184)	-	1.684.870
Saldos em 31 de dezembro de 2024	893.996	20.615	1.003.443	(233.184)	-	1.684.870
Reversão de dividendos - AGE 29/12/2025			408.550			408.550
Distribuição de dividendos com reserva de lucros - AGE 30/12/2025			(500.000)			(500.000)
Lucro líquido do exercício					279.727	279.727
Destinação do lucro						
Constituição de reserva legal			13.986		(13.986)	-
Reserva de incentivo fiscal - SUDENE			6.925		(6.925)	-
Dividendos complementares obrigatórios					(55.951)	(55.951)
Dividendos intermediários (JSCP)					(164.128)	(164.128)
Lucro do exercício a deliberar			38.737		(38.737)	-
Outros resultados abrangentes						
Ganhos e (perdas) atuariais - Benefícios pós-emprego				(14.830)		(14.830)
Imposto de renda e contribuição social diferidos				5.042		5.042
Saldos em 31 de dezembro de 2025	893.996	20.615	971.641	(242.972)	-	1.643.280

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

EDP ESPÍRITO SANTO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO
(Em milhares de reais)



	<u>Nota</u>	<u>2025</u>	<u>2024</u>
Fluxo de caixa das atividades operacionais			
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro		316.287	641.748
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais			
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD		81.459	58.576
Valor justo do ativo financeiro indenizável		(119.451)	(196.409)
Depreciações e amortizações		326.544	220.308
Valor residual do ativo imobilizado e intangível baixados		40.252	37.452
Ativos e passivos financeiros setoriais		25.353	25.786
Encargos de dívidas e variações monetárias sobre empréstimos, financiamentos, debêntures e derivativos		556.068	333.795
Provisão para plano de benefícios pós-emprego		54.038	50.636
Provisões e atualizações monetárias cíveis, fiscais e trabalhistas		77.619	65.396
Encargos setoriais - provisão e atualização monetária		19.327	18.035
Cauções e depósitos vinculados a litígios - atualização monetária		(20.227)	(19.387)
Impostos e contribuições sociais - atualização monetária		(17.413)	(27.695)
Outros		3.756	1.135
		1.343.612	1.209.376
(Aumento) diminuição de ativos operacionais			
Consumidores e concessionárias		(164.624)	(14.239)
Ativos financeiros setoriais		(153.881)	13.270
Imposto de renda e contribuição social a compensar		92.440	(38.892)
Outros tributos compensáveis		(5.938)	(56.721)
Estoques		16.973	(15.735)
Cauções e depósitos vinculados		2.093	51.555
Outros ativos operacionais		(61.350)	(8.453)
		(274.287)	(69.215)
Aumento (diminuição) de passivos operacionais			
Fornecedores		99.222	(26.804)
Passivos financeiros setoriais		(171.146)	3.804
Imposto de renda e contribuição social a recolher		(73.231)	11.446
Outros tributos a recolher		(4.314)	(29.065)
Benefícios pós-emprego		(50.429)	(65.236)
Encargos Setoriais		(5.348)	(42.097)
Provisões		(34.186)	(60.531)
Outros passivos operacionais		54.063	89.358
		(185.369)	(119.125)
Caixa proveniente das atividades operacionais		883.956	1.021.036
Imposto de renda e contribuição social pagos		(36.326)	(107.090)
Caixa líquido proveniente das atividades operacionais		847.630	913.946
Fluxo de caixa das atividades de investimento			
Títulos e Valores Mobiliários		(25.267)	4.173
Adições aos Ativos da concessão		(842.341)	(768.513)
Caixa líquido aplicado nas atividades de investimento		(867.608)	(764.340)
Fluxo de caixa líquido das atividades de financiamento			
Dividendos e juros sobre o capital próprio pagos		(142.679)	(107.109)
Captação de empréstimos, financiamentos e debêntures		1.927.806	2.355.019
Amortização do principal de empréstimos, financiamentos, derivativos e debêntures		(2.070.227)	(972.388)
Pagamentos de encargos de dívidas		(498.849)	(241.018)
Pagamentos do principal e de juros de arrendamentos		(6.218)	(6.356)
Caixa líquido (aplicado nas) proveniente das atividades de financiamento	30.1	(790.167)	1.028.148
(Redução) aumento líquido de caixa e equivalentes de caixa		(810.145)	1.177.754
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício		470.193	1.280.338
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		1.280.338	102.584
		(810.145)	1.177.754

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

EDP ESPÍRITO SANTO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO
EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO
(Em milhares de reais)



	2025	2024
Geração do valor adicionado	8.482.822	7.802.410
Receita operacional	7.604.298	6.865.407
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD	(81.459)	(58.576)
Receita de construção	843.282	780.698
Atualização do Ativo financeiro indenizável	110.610	196.409
Outras receitas	6.091	18.472
(-) Insumos adquiridos de terceiros	(4.641.060)	(4.320.737)
Custos da energia comprada	(2.580.201)	(2.461.787)
Encargos de uso da rede elétrica	(740.065)	(621.122)
Materiais	(24.138)	(25.689)
Serviços de terceiros	(281.346)	(266.623)
Custo com construção da infraestrutura	(843.282)	(780.698)
Outros custos operacionais	(172.028)	(164.818)
Valor adicionado bruto	3.841.762	3.481.673
Retenções		
Depreciações e amortizações	(284.778)	(220.284)
Valor adicionado líquido produzido	3.556.984	3.261.389
Valor adicionado recebido em transferência		
Receitas financeiras	301.893	488.045
Valor adicionado total a distribuir	3.858.877	3.749.434
Distribuição do valor adicionado		
Pessoal		
Remuneração direta	131.518	123.305
Benefícios	44.371	35.186
FGTS	16.466	13.505
Impostos, taxas e contribuições		
Federais	1.436.744	1.192.876
Estaduais	1.031.671	1.010.481
Municipais	2.538	2.319
Remuneração de capitais de terceiros		
Juros	793.808	770.969
Aluguéis	6.793	4.483
Juros sobre capital próprio	164.128	123.578
Dividendos	55.951	446.189
	3.683.988	3.722.891
Lucros retidos	174.889	26.543
	3.858.877	3.749.434

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)

1 Contexto operacional

A EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A. (Companhia ou EDP Espírito Santo), é uma sociedade anônima de capital aberto, concessionária de serviço público de energia elétrica, controlada integral da EDP - Energias do Brasil S.A. (EDP - Energias do Brasil), com sede no município de Vitória no Estado do Espírito Santo. A Companhia renovou o contrato de concessão de distribuição de energia elétrica nº 001/95 – ANEEL, pelo prazo de 30 anos, válido até julho de 2055, atuando em 70 dos 78 municípios no Estado do Espírito Santo, com uma área de concessão de 41.241 km² (cerca de 90% da área total do Estado). As atividades da Companhia são regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

2 Concessão

As principais obrigações estabelecidas às partes no contrato de concessão são as seguintes:

Concedente: fiscalização do cumprimento do contrato; garantir a prestação do serviço de forma adequada; prorrogar o prazo do contrato, se for necessário, para garantir a qualidade do atendimento a custos adequados; reajustar as tarifas para garantir o equilíbrio econômico-financeiro do contrato; e quando receber a concessão deverá indenizar, conforme disposto na lei, as parcelas dos investimentos vinculados, não amortizados ou depreciados na data da reversão, descontado, no caso da caducidade, o valor das multas contratuais e dos danos causados pela Companhia.

Companhia: manter permanentemente atualizado o cadastro dos bens e das instalações; manter equipamentos em perfeitas condições de funcionamento e ter as condições técnicas para assegurar a continuidade e a eficiência dos serviços; cobrar pelo fornecimento e pelo suprimento de energia elétrica as tarifas homologadas pela Concedente; e efetuar os investimentos necessários para garantir a prestação do serviço.

Em 11 de julho de 2025, foi aprovada a renovação da concessão da Companhia, conforme nota 4.3.

3 Base de preparação

3.1 Declaração de conformidade

A Administração entende que as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia em 31 de dezembro de 2025, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas contábeis internacionais (IFRS Accounting Standards) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado - DVA, preparada de acordo com o CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações financeiras.

A Administração avaliou a capacidade da Companhia em continuar operando normalmente e está convencida de que ela possui recursos para dar continuidade a seus negócios no futuro (Nota 29.2.2.2.1). Adicionalmente, a Administração da Companhia não tem conhecimento de nenhuma incerteza material que possa gerar dúvidas significativas sobre a sua capacidade de continuar operando. Assim, estas demonstrações financeiras foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

A Administração da Companhia afirma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas e que correspondem às utilizadas por ela na sua gestão.

O Conselho da Administração da Companhia autorizou a emissão das demonstrações financeiras em 25 de fevereiro de 2026.

3.2 Práticas contábeis

As práticas contábeis relevantes da Companhia estão apresentadas nas notas explicativas próprias aos itens a que elas se referem.

3.3 Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram elaboradas considerando o custo histórico como base de valor exceto: (i) determinados ativos e passivos financeiros que foram mensurados ao valor justo, conforme demonstrado na nota 29.1.1; e (ii) os ativos e passivos líquidos de benefício definido que são reconhecidos a valor justo, com limitação de reconhecimento do superávit atuarial (Nota 20).

3.4 Uso de estimativa e julgamento

Na elaboração das demonstrações financeiras, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e práticas contábeis internacionais, é requerido que a Administração da Companhia se baseie em estimativas para o registro de certas transações que afetam os ativos, passivos, receitas e despesas.

Os resultados finais dessas transações e informações, quando de sua efetiva realização em exercícios subsequentes, podem diferir dessas estimativas devido a imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A Companhia revisa as estimativas e premissas pelo menos trimestralmente, exceto quanto à redução ao valor recuperável que é revisada conforme critérios detalhados na nota 3.6.

As principais estimativas que representam risco significativo com probabilidade de causar ajustes materiais ao conjunto das demonstrações financeiras, nos próximos períodos, referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de: Análise da redução ao valor recuperável dos ativos (Nota 3.6); Determinação do fornecimento não faturado (Nota 7); Transações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (Notas 7 e 16); Determinação da Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD (Nota 7.4); Apuração dos ativos e passivos financeiros setoriais (Nota 8); Recuperação do imposto de renda e contribuição social diferidos (Nota 10); Apuração do ativo financeiro indenizável (Nota 15.1); Determinação dos déficits/superávits relacionados aos planos de benefícios pós-emprego (Nota 20); Provisões cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórias (Nota 22.1); e Mensuração a valor justo de instrumentos financeiros (Nota 29.1.2.1).

3.5 Moeda funcional e moeda de apresentação

A moeda funcional da Companhia é o Real e as demonstrações financeiras estão sendo apresentadas em reais, arredondadas para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

3.6 Redução ao valor recuperável

A Administração da Companhia revisa o valor contábil líquido de seus ativos com objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas para determinar se há alguma indicação de que tais ativos sofreram alguma perda por redução ao valor recuperável. Se houver tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado com a finalidade de mensurar o montante dessa perda, sendo ela reconhecida em contrapartida do resultado.

Uma perda do valor recuperável anteriormente reconhecida é revertida caso tenha ocorrido uma mudança nos pressupostos utilizados para determinar o valor recuperável do ativo, sendo também reconhecida no resultado.

Ativos financeiros e contratuais

São avaliados no reconhecimento inicial com base em estudo de perdas esperadas, quando aplicável, e quando há evidências de perdas não recuperáveis. São considerados ativos não recuperáveis quando há evidências de que um ou mais eventos tenham ocorrido após o reconhecimento inicial do ativo financeiro e que, eventualmente, tenha resultado em efeitos negativos no fluxo estimado de caixa futuro do investimento. Atualmente, a rubrica que apresenta saldos de redução ao valor recuperável é a de Consumidores e concessionárias e, para mais informações sobre os critérios e premissas, vide nota 7.4.

Ativo não financeiro

Os ativos não financeiros são revisados anualmente ou com maior periodicidade, se a Administração da Companhia identificar que houve indicações de perdas não recuperáveis no valor contábil líquido dos ativos não financeiros, ou que ocorreram eventos ou alterações nas circunstâncias que indicassem que o valor contábil pode não ser recuperável.

O valor recuperável é determinado com base no valor em uso dos ativos, sendo calculado com recurso das metodologias de avaliação, suportado em técnicas de fluxos de caixa descontados, considerando as condições de mercado, o valor temporal e os riscos de negócio.

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2025 não houve indicação, seja por meio de fontes internas ou externas de informação, de que algum ativo tenha sofrido desvalorização. Dessa forma, no exercício citado, a Administração julga que o valor contábil líquido registrado dos ativos é recuperável e, portanto, não houve necessidade de constituição de provisão para redução ao valor recuperável.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)

3.7 Novas normas e interpretações vigentes e não vigentes

Mantendo o processo permanente de revisão das normas de contabilidade o IASB e, conseqüentemente, o Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC emitiram novas normas e revisões às normas já existentes. Os principais normativos alterados, emitidos ou em discussão por estas entidades estão demonstrados a seguir:

3.7.1 Adoção de novas normas e interpretações vigentes

Norma	Descrição da alteração	Correlação IASB	Natureza	Data da vigência
CPC 02 (R2) - Efeitos das mudanças nas taxas de câmbio e conversão de demonstrações contábeis	As alterações exigem que as entidades apliquem uma abordagem consistente para determinar se uma moeda é trocável por outra moeda e a taxa de câmbio à vista a utilizar.	IAS 21	Pronunciamento	01/01/2025
CPC 18 (R3) - Investimento em Coligada e em Empreendimento Controlado em Conjunto Correlação às Normas Internacionais de Contabilidade	O CPC incorporou ao texto de alguns de seus dispositivos o endereçamento da utilização do Método da Equivalência Patrimonial (MEP) para mensuração de investimentos em entidades controladas nas demonstrações individuais. A utilização do MEP para mensuração desses investimentos está determinada pela Lei 6.404/76, e, por ter relação com as demonstrações individuais, não encontrava correspondência nas normas emitidas pelo IASB.	IAS 28	Pronunciamento	01/01/2025
ICPC 09 (R3) - Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método da Equivalência Patrimonial	Torna obrigatório para as companhias abertas a Interpretação Técnica ICPC 09 (R3), emitida pelo CPC. O normativo entra em vigor em 01/01/2025, aplicando-se aos exercícios sociais iniciados em, ou após, essa data, e revogando a Resolução CVM 124.	Não há	Interpretação	01/01/2025
OCPC 10 - Créditos de Carbono (tCO2e), Permissões de emissão (<i>allowances</i>) e Crédito de Descarbonização (CBIO)	A orientação visa direcionar o tratamento contábil de créditos de carbono (tCO2e), Permissões de emissão (<i>allowances</i>) e créditos de descarbonização (CBIO) das entidades atuantes no mercado de capitais brasileiro, objetivando garantir a consistência das demonstrações financeiras e permitir sua conexão com o relatório financeiro de sustentabilidade aprovado pela Resolução CVM 193/23.	Não há	Orientação	01/01/2025

A Administração da Companhia avaliou os pronunciamentos acima e não identificou impactos relevantes nas demonstrações financeiras.

3.7.2 Novas normas e interpretações não vigentes

Norma	Descrição da alteração	Correlação IASB	Natureza	Data da vigência
CPC 22 - Informações por segmento	Em julho de 2024, o IASB aprovou decisão da agenda do IFRIC referente ao relatório de segmentos reportáveis. Essa decisão aborda a forma como as entidades devem aplicar os requisitos do IFRS 8 para divulgar, em cada segmento reportável, os valores específicos relacionados ao lucro ou prejuízo. A Companhia acompanha o desenvolvimento e os desdobramentos dessa decisão.	IFRS 8	Pronunciamento	Indeterminado
CPC 36 - Demonstrações consolidadas	Tem como foco a venda ou transferência de ativos entre investidores e suas coligadas ou joint ventures, visando principalmente a resolução de conflitos relacionados a lucros não realizados.	IFRS 10	Pronunciamento	Indeterminado
CPC 48 e CPC 40 - Divulgações de instrumentos financeiros	Adicionar requisitos de divulgação nas demonstrações financeiras para compreender os efeitos dos instrumentos financeiros, sobre prazo e incerteza de fluxos de caixa futuro.	IFRS 9 e IFRS 7	Divulgação	01/01/2026
IFRS 18 - Apresentação e Divulgação nas Demonstrações Financeiras	O objetivo da IFRS 18 é aprimorar a forma como as informações são apresentadas nas demonstrações financeiras das entidades, em especial na demonstração do resultado e nas respectivas notas explicativas. A principal inovação trazida pela norma consiste na reestruturação da demonstração do resultado, com o intuito de aumentar a comparabilidade entre diferentes entidades. Nesse contexto, foram estabelecidos dois novos subtópicos obrigatórios: Lucro Operacional e Lucro antes do Resultado Financeiro, do Imposto de Renda e da Contribuição Social.	IAS 1	Norma	01/01/2027
IFRS 19 - Subsidiárias sem Responsabilidade Pública de Divulgações	O propósito da IFRS 19 é possibilitar que as subsidiárias elegíveis apliquem os requisitos de reconhecimento e mensuração previstos nas IFRS completas, porém com a elaboração de notas explicativas em formato simplificado.	Diversas IASs	Divulgação	01/01/2027

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

4 Eventos significativos no exercício

4.1 Captações e liberações de recursos

Durante o ano de 2025 a Companhia obteve os seguintes recursos:

Fonte	Data da liberação	Vencimento	Valor	Custo da dívida	Finalidade
Debêntures - 16ª Emissão - Serie 1	jul/25	jun/30	600.000	CDI + 0,50% a.a.	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro
Debêntures - 16ª Emissão - Serie 2	jul/25	jun/32	600.000	CDI + 0,58% a.a.	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro
Total em moeda nacional			1.200.000		
4131 USD - SWAP	ago/25	ago/26	32.200 USD	USD + 4,5520% a.a.	Capital de Giro
4131 USD - SWAP	dez/25	dez/26	102.899 USD	USD + 4,069% a.a.	Capital de giro
Total em moeda estrangeira			135.099 USD		

Para mais informações sobre os recursos recebidos acima, vide notas 18, 19 e 29.1.3.

4.2 Reforma Tributária sobre o Consumo

A leis complementares nºs 214/2025 e 227/2026 regulamentaram a emenda constitucional que instituiu a Reforma Tributária sobre o consumo no Brasil.

A Reforma Tributária sobre o Consumo extinguirá, de forma gradativa, a Contribuição para o Programa de Integração Social - PIS, a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS, o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS, o Imposto sobre Serviços de Qualquer Natureza - ISSQN e o Imposto sobre Produtos Industrializados - IPI com a substituição pela Contribuição sobre Bens e Serviços - CBS e do Imposto Seletivo - IS, ambos de competência da União Federal, e do Imposto sobre Bens e Serviços - IBS, de competência compartilhada entre Estados e Municípios.

A implementação desse novo modelo ocorrerá de forma gradual, em etapas sucessivas no período de 2026 a 2033.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)

O início da transição ocorrerá em 2026 (período teste), com a aplicação das alíquotas de referência de 0,1% para o IBS e 0,9% para a CBS, conforme previsto na Lei Complementar nº 214/2025 e exigência de emissão da Nota Fiscal conforme o novo padrão de XML. Nessa primeira fase, haverá a dispensa do efetivo recolhimento, condicionada ao cumprimento de obrigações acessórias ainda a serem definidas. Caso recolhidos, os valores serão compensados com PIS/COFINS devidos no período ou outros tributos federais, ou serão ressarcidos caso não possam ser utilizados para compensação.

Em 2027, ocorrerá a extinção de PIS/COFINS, com substituição pela CBS, e o IPI terá suas alíquotas reduzidas a zero, exceto nos casos de produtos com similar produzido na Zona Franca de Manaus.

Entre 2029 e 2032, será iniciada uma fase de transição mais gradual no âmbito subnacional, com a redução progressiva das alíquotas de ICMS e ISSQN e a majoração correspondente do IBS, em um sistema de convivência. A transferência será faseada, com a redução de 10%, 20%, 30% e 40% das alíquotas de ICMS e ISSQN, paralelamente a uma alíquota IBS estadual e outra municipal correspondente a essa redução (sendo certo que o IBS incidirá tanto sobre mercadorias quanto serviços, indiscriminadamente).

Por fim, em 2033, ocorrerá a consolidação definitiva do novo sistema tributário, com a extinção integral do ICMS e do ISSQN no modelo atual e a plena vigência do novo sistema de tributação do consumo.

A reforma tem como propósito simplificar o sistema tributário brasileiro, com fundamento na tributação no destino, na não cumulatividade plena, na unificação da legislação em âmbito nacional e na gestão centralizada por meio do Comitê Gestor do IBS, em substituição ao atual mosaico de regras.

Nesse contexto, com vistas a assegurar a conformidade com o novo regime tributário a partir de 01 de janeiro de 2026, a sociedade havia implementado: (i) Revisão dos cadastros de produtos e de serviços em conformidade com a Nomenclatura Comum do Mercosul - NCM, a Nomenclatura Brasileira de Serviços - NBS, o Código de Situação Tributária - CST e o Código de Classificação Tributária - cClassTrib, nos termos da Lei Complementar nº 214/2025, do Informe Técnico 2025.002, das tabelas vigentes de NCM e NBS; (ii) Adequação dos ERPs e softwares fiscais às especificações da Nota Técnica 2025.001, da Nota Técnica 2025.002, da Nota Técnica SE/CGNFS-e nº 004 e demais normativos aplicáveis; e (iii) Validação de XMLs com o novo leiaute padrão da Nota Fiscal Eletrônica - NF-e e Nota Fiscal de Serviços Eletrônica - NFS-e.

Durante 2026, o Grupo EDP concentrará esforços na identificação dos pontos focais das áreas envolvidas, implantação dos planos de ação prioritários, e na revisão de contratos e políticas fiscais, assegurando que toda a organização esteja pronta para operar com segurança e eficiência no novo ambiente tributário.

Ao longo da fase de transição, as entidades deverão avaliar os efeitos sobre a mensuração e apresentação de ativos e passivos tributários, incluindo a recuperabilidade de créditos de ICMS, PIS e COFINS à luz do novo regime.

Do ponto de vista contábil, a reforma exigirá a revisão dos critérios de reconhecimento, mensuração e apresentação dos tributos sobre o consumo. As entidades precisarão analisar a recuperabilidade dos créditos acumulados sob o regime anterior, considerando a possibilidade de compensação no novo sistema ou, se for o caso, o reconhecimento de eventual perda de direito creditório.

O CFC e o CPC estão em processo de avaliação dos potenciais impactos contábeis decorrentes da reforma, sem que haja, até o momento, manifestação formal. Nesse ínterim, as entidades devem acompanhar os possíveis efeitos sobre suas demonstrações financeiras e divulgar, nas notas explicativas, as principais incertezas e julgamentos envolvidos.

4.3 **Renovação da concessão de distribuição - Decreto nº 12.068 de 20 de junho de 2024**

O Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024, publicado em 21 de junho de 2024, regulamentou a licitação e a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica ("Decreto"). Entre as diretrizes do Decreto, destacam-se: a prorrogação, por um período de 30 anos, das concessões de distribuição que atendem aos critérios mínimos de qualidade de serviço e sustentabilidade financeira; além da possibilidade de antecipação dos efeitos da prorrogação, desde que requerida a prorrogação no prazo de trinta dias, contados da publicação da minuta do termo aditivo ao contrato de concessão. As regras são válidas para os contratos com vencimento entre 2025 e 2031. Nesse contexto a Companhia protocolou junto a ANEEL o pedido de renovação da concessão, que seguiu o rito ordinário.

A concessão da Companhia apresentava indicadores de qualidade de serviço e de solidez financeira compatíveis com os critérios estabelecidos pelo Decreto e consequentemente poderia ter seu prazo prorrogado por 30 anos, até julho de 2055. Em conformidade com as diretrizes do Decreto, a ANEEL, em 15 de outubro de 2024, abriu a Consulta Pública 27/2024, cujo objetivo foi discutir a minuta do Termo Aditivo ao Contrato de Concessão para a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, formalizando a prorrogação das concessões, nos termos do Decreto e da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

Em 25 de fevereiro de 2025 a ANEEL aprovou a minuta do contrato de concessão, formalizada por meio do Despacho nº 517/2025. Após a publicação do referido documento, a Companhia formalizou a concordância com os termos do aditivo contratual e encaminhou toda a documentação exigida, a qual foi avaliada pela área técnica da ANEEL. Em 29 de abril de 2025, a Diretoria da ANEEL aprovou, por unanimidade, a recomendação ao Ministério de Minas e Energia - MME pela prorrogação da concessão da Companhia. Tal decisão foi consubstanciada por meio do Despacho nº 1.316/25. Em 11 de julho de 2025, o MME deferiu a prorrogação do prazo da Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica referente ao Contrato nº 01/1995-DNAEE com a Companhia, e convocou a Concessionária para, no prazo de 60 dias, assinar o Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão. Em 16 de julho de 2025 a Companhia e a União celebraram o 5º Termo Aditivo do Contrato de Concessão nº 01/1995-DNAEE, prorrogando a concessão até julho de 2055.

4.4 **BPE - Transferência dos planos de previdência para o IFM - Itajubá Fundo Multipatrocinado**

Em fevereiro de 2024, o Grupo EDP Energias do Brasil decidiu transferir o gerenciamento dos Planos de Previdência Privada (Escelsos I, Escelsos II e Energias do Brasil) da EnerPrev - Previdência Complementar do Grupo Energias do Brasil para o IFM - Itajubá Fundo Multipatrocinado. Essa decisão foi baseada na revisão dos processos das companhias do grupo EDP, alinhada com o novo Plano de Negócios 2023-2026, que tem como foco a transição energética. O objetivo é simplificar, criar sinergias e aumentar a eficiência dos negócios do Grupo EDP.

A portaria Previc nº 241, de 10 de março de 2025: (i) autorizou a transferência de gerenciamento do Plano de Benefícios Energias do Brasil, da EnerPrev para o IFM - Itajubá; e (ii) aprovou a aplicação das alterações propostas ao regulamento do Plano de Benefícios Escelsos I.

A transferência de gerenciamento dos planos Escelsos I e Escelsos II foi concluída em 1º de agosto de 2025.

4.5 **Repactuação UBP - MP 1.300/25 convertida na Lei nº 15.235/25**

A lei trata da Tarifa Social de Energia Elétrica, implementando o programa Luz do Povo, que garante isenção ou desconto na conta de luz para famílias de baixa renda, com gratuidade total para consumo de até 80 kWh/mês para inscritos no CadÚnico e BPC, além de expandir a cobertura para famílias com renda per capita de até 1 salário mínimo (até 120 kWh/mês) a partir de 2026, custeado pela CDE e visando reduzir desigualdades.

A implementação deste programa da Tarifa Social de Energia Elétrica prevê um mecanismo de repactuação dos pagamentos pelo Uso do Bem Público (UBP) no setor elétrico.

A criação deste mecanismo visa a repactuação de dívidas de geradoras hidrelétricas relacionadas aos pagamentos de UBP, que é o valor de referência para a indenização por ativos de geração não amortizados. Isso permite que empresas do setor renegociem seus compromissos financeiros e busquem condições de pagamento mais sustentáveis.

Serão elegíveis à repactuação as Usinas Hidrelétricas - UHEs licitadas nos termos da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, outorgadas mediante critério de máximo pagamento pelo UBP. A repactuação será efetivada por meio de redução percentual do saldo de UBP e pagamento do saldo devedor em parcela única.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)

4.6 Medida Provisória nº 1.304/2025, convertida em lei nº 15.269/2025

A Lei nº 15.269/25, publicada em 25 de novembro de 2025, após aprovação da Medida Provisória - MP nº 1.304/25, pela Câmara e Senado, trouxe alterações relevantes ao setor elétrico, modificando 21 leis (15 delas do setor). Entre os principais pontos estão: (i) teto e novos critérios de rateio da CDE, com criação do encargo complementar de recursos; (ii) abertura faseada do mercado livre para consumidores do Grupo B (baixa tensão); (iii) separação contábil e tarifária entre distribuição e fornecimento de energia; (iv) criação do Supridor de Última Instância – SU para dar suporte à abertura do mercado; (v) Novas regras para sobrecontratação das distribuidoras, com flexibilização de prazos e aplicação de encargo a consumidores que migrem para o mercado livre; (vi) novas limitações para autoprodução equiparada; (vii) fim gradual do desconto no fio para geração incentivada, mantendo para o gerador o benefício previsto na outorga; (viii) incentivo a novas modalidades tarifárias; (ix) criação do mercado de reserva de capacidade e flexibilidade; (x) aprimoramento da formação do PLD; (xi) responsabilização de gestores da CCEE por dolo ou má-fé; (xii) ressarcimento de curtailment passado; (xiii) exigência de baterias para novas usinas de GD; (xiv) novas atribuições para distribuidoras no planejamento integrado; (xv) possibilidade de antecipar renovação de concessões de UHEs; (xvi) nova obrigação de TFSE para comercializadores, deverá a partir de 2026 pagar TFSE 0,40% sobre a ROL – Receita de faturamento da energia comercializada com consumidor final; (xvii) destinação de 1% da ROL para P&D e PEE por novas UHEs e EOL/SOL; (xviii) aumento do limite de multas da Aneel de 2% para 3% da ROL ; e (xix) responsabilização civil e penal de administradores de agentes setoriais.

4.7 10ª Revisão Tarifária Periódica

A Resolução Homologatória ANEEL nº 3.508 de 5 de agosto de 2025, homologou o resultado da 10ª Revisão Tarifária Periódica da Companhia aplicado a partir de 7 de agosto de 2025.

No processo de Revisão Tarifária Periódica, que agora ocorre a cada cinco anos (anteriormente três anos), a ANEEL recalcula os custos regulatórios passíveis de gestão pela distribuidora (Parcela B) que incluem: (i) os custos operacionais e (ii) custos do capital (remuneração e depreciação). Já os custos não passíveis de gestão (Parcela A), que consideram a energia comprada de sociedades de geração, o transporte de energia, os encargos setoriais e os ajustes financeiros, são atualizados com base na variação de preços verificada nos doze meses anteriores e na projeção para os doze meses subsequentes.

O efeito registrado na Companhia após a revisão foi uma perda no Ativo Financeiro Indenizável de R\$6.700 decorrente da diferença entre as premissas utilizadas pela estimativa da Companhia e o efetivamente utilizado pela ANEEL quando do processo de Revisão Tarifária, principalmente para a atualização do investimento incremental, IPCA versus Banco de Preço.

4.8 REN nº 1.135 de 14 de outubro de 2025

Em 14 de outubro de 2025, foi publicada a Resolução Normativa ANEEL nº 1.135/2025, que alterou o Submódulo 5.6 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), atualizando os percentuais de aplicação e os prazos dos investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (PEE), conforme disposto na Lei nº 9.991/2000. Com essa atualização, encerra-se, em 31 de dezembro de 2025, a vigência do recolhimento à CDE de parte dos recursos destinados aos Programas de P&D e PEE regulados pela ANEEL. A partir de 1º de janeiro de 2026, os percentuais da Receita Operacional Líquida (ROL) aplicados em P&D e PEE passam a ser padronizados e fixos, substituindo as faixas variáveis anteriormente vigentes. Para a Companhia, o P&D passa de 0,14–0,20% para 0,20%, e o PEE, de 0,28–0,40% para 0,40%.

5 Caixa e equivalentes de caixa

	Nota	31/12/2025	31/12/2024
Bancos conta movimento		54.442	48.224
Aplicações financeiras			
Certificados de Depósitos Bancários - CDB	5.1	121.140	1.232.114
Operações compromissadas lastreadas em Debêntures	5.2	294.611	
		<u>415.751</u>	<u>1.232.114</u>
Total		<u>470.193</u>	<u>1.280.338</u>

Caixa e equivalentes de caixa incluem o caixa, os depósitos bancários e os investimentos de curto prazo com liquidez imediata, que são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa, com baixo risco de variação no valor de mercado, sendo demonstrados ao custo acrescido de juros auferidos até a data do balanço que equivalem ao valor justo. As aplicações financeiras possuem opção de resgate antecipado dos referidos títulos, sem penalidades ou perda de rentabilidade.

O cálculo do valor justo das aplicações financeiras é baseado nas cotações de mercado do papel ou informações de mercado que possibilitem tal cálculo, levando-se em consideração as taxas futuras de papéis similares. No caso dos fundos de investimento, o valor justo está refletido no valor de sua cota.

Conforme políticas da Administração, as aplicações são consolidadas por contraparte e por *rating* de crédito de modo a permitir a avaliação de concentração e exposição de risco de crédito. Esta exposição máxima ao risco também é medida em relação ao Patrimônio líquido da Instituição Financeira. Em se tratando do fundo de investimento, não há concentração de risco em um único banco administrador ou gestor, tendo em vista que o risco é pulverizado nos ativos da carteira.

A exposição da Companhia a riscos de taxas de juros, de crédito, e uma análise de sensibilidade para ativos e passivos financeiros são divulgadas na nota 29.

As movimentações ocorridas no Caixa e nos Equivalentes de Caixa da Companhia são apresentadas nas Demonstrações de Fluxos de Caixa.

5.1 Certificados de Depósitos Bancários - CDB

As aplicações financeiras em CDB estão remuneradas a taxas que variam entre 98,00% e 105,50% do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

5.2 Operações compromissadas lastreadas em Debêntures

Operações compromissadas lastreadas em Debêntures estão remuneradas a taxas que variam entre 94,00% e 99,00% do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

6 Títulos e valores mobiliários

O montante em 31 de dezembro de 2025, de R\$25.267 é decorrente das aplicações financeiras da Companhia no fundo de investimento, cujas operações são em LFTs, a taxa de rentabilidade é de -253,79% do CDI. As LFTs possuem vencimento a partir de 2027, entretanto, de acordo com a política financeira da Companhia, são classificadas no Circulante considerando sua liquidez no mercado secundário e a intenção de negociação imediata de acordo com a gestão de caixa.

A Companhia constituiu um Fundo de Investimento Restrito denominado "Discos Renda Fixa Fundo de Investimento Longo Prazo", administrado pelo Itaú Unibanco S.A., com o objetivo de diversificar as opções de aplicações financeiras além de obter maior eficiência e melhor rentabilidade com menor nível de risco. Esse investimento não atende o critério de consolidação uma vez que esses investimentos não são exclusivos e possuem outros investidores participantes.

Este fundo possui liquidez diária e remuneração pós-fixada com sua carteira de ativos atrelada a Letras Financeiras do Tesouro – LFT, emitidas pelo Governo Brasileiro, ou Operações compromissadas lastreadas em Títulos Públicos Federais, considerados de baixíssimo risco e com alta liquidez. As cotas do fundo estão custodiadas junto ao administrador.

As operações compromissadas lastreadas em Títulos Públicos Federais são classificadas como Equivalentes de caixa, uma vez que possuem liquidez imediata com o emissor.

Notas explicativas
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)
7 Consumidores e concessionárias

	Nota	Valores correntes					PECLD (Nota 7.4)	Valores renegociados					Saldo líquido em 31/12/2025	Saldo líquido em 31/12/2024
		A vencer		Vencidos				A vencer		Vencidos				
		Até 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias		Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias	PECLD (Nota 7.4)		
Circulante														
Consumidores														
Fornecimento faturado	7.1													
Residencial		141.196	153.323	26.686	40.162	165.915	(146.304)	23.718	113	5.803	45.165	(43.514)	412.263	371.272
Industrial		8.617	8.373	1.204	3.108	19.463	(15.373)	931	5	238	3.148	(2.500)	27.214	27.168
Comércio, serviços e outras atividades		39.620	37.351	7.564	11.877	60.340	(47.193)	4.508	25	1.121	9.871	(8.105)	116.979	102.132
Rural		42.733	26.338	5.296	6.197	30.949	(25.144)	5.377	6	841	6.009	(4.605)	93.997	90.321
Poder público														
Federal		662	175	6	57	132	(28)	4		1		(3)	1.006	1.123
Estadual		1.761	411	15	34	143	(63)	15		2	44	(37)	2.325	2.559
Municipal		15.220	2.866	1.007	1.564	1.444	(588)	701	1	15	284	(602)	21.912	17.959
Iluminação pública		3.581	727	87	106	446	(78)	280		1	1.012	(15)	6.147	5.599
Serviço público		2.366	7.988	151	132	1.758	(242)	800		196	63	(18)	13.194	4.967
Serviços Cobráveis		48	295	86	229	3.723	(1.540)						2.841	3.354
Fornecimento não faturado	7.2	336.975					(2.762)						334.213	277.315
(-) Arrecadação em processo de reclassificação		(17.958)											(17.958)	(5.664)
Outros créditos		13.851											13.851	13.855
		<u>588.672</u>	<u>237.847</u>	<u>42.102</u>	<u>63.466</u>	<u>284.313</u>	<u>(239.315)</u>	<u>36.334</u>	<u>150</u>	<u>8.218</u>	<u>65.596</u>	<u>(59.399)</u>	<u>1.027.984</u>	<u>911.960</u>
Concessionárias														
Suprimento de energia elétrica		46											46	46
Energia de curto prazo	7.3	24.392											24.392	51.981
Encargos de uso da rede elétrica		7.853											7.853	4.194
Outros créditos		-											-	1.207
		<u>32.291</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>32.291</u>	<u>57.428</u>
Total Circulante		<u>620.963</u>	<u>237.847</u>	<u>42.102</u>	<u>63.466</u>	<u>284.313</u>	<u>(239.315)</u>	<u>36.334</u>	<u>150</u>	<u>8.218</u>	<u>65.596</u>	<u>(59.399)</u>	<u>1.060.275</u>	<u>969.388</u>

	Nota	Valores renegociados			
		A Vencer		Saldo líquido em 31/12/2025	Saldo líquido em 31/12/2024
		Mais de 360 dias	PECLD (Nota 7.4)		
Não circulante					
Consumidores					
Fornecimento faturado	7.1				
Residencial		12.462	(7.131)	5.331	8.382
Industrial		186	(116)	70	127
Comércio, serviços e outras atividades		10.569	(7.113)	3.456	6.752
Rural		1.345	(575)	770	1.994
Poder público					
Municipal		246	(24)	222	53
Iluminação pública		285	(1)	284	4
Serviço público		19	(2)	17	103
(-) Ajuste a valor presente		(228)		(228)	(114)
Total Não circulante		<u>24.884</u>	<u>(14.962)</u>	<u>9.922</u>	<u>17.301</u>

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Os saldos de Consumidores e concessionárias são reconhecidos inicialmente ao valor justo, pelo valor faturado ou a ser faturado, e subsequentemente mensurados pelo custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, ajustados ao valor presente e deduzidas das reduções ao valor recuperável, quando aplicável, incluindo os respectivos impostos diretos de responsabilidade tributária da Companhia.

O saldo de Concessionárias refere-se a: (i) concessionárias revendedoras e empresas comercializadoras, bem como a receita referente à energia consumida e não faturada; e (ii) valores a receber relativos à energia comercializada e encargos na CCEE.

O prazo mínimo para o vencimento das faturas junto aos Consumidores das classes residencial, industrial, rural e comercial é após 5 dias úteis, contados da data da respectiva apresentação. Quando se tratar de consumidores das classes de poder público, iluminação pública e serviço público, o prazo mínimo para o vencimento é de 10 dias úteis. Contudo, a Companhia oferece aos consumidores a opção de alteração da data de vencimento da fatura (6 opções de datas) ao longo do mês.

7.1 Fornecimento faturado

A variação no exercício é decorrente: (i) da diminuição da carga própria em 2025, que atingiu 6.966.783,54 MWh (7.612.256,68 MWh em 31 de dezembro de 2024), resultando em um impacto de -9,27% de diminuição da carga consumida entre os exercícios; (ii) o aumento dos saldos devido a bandeiras tarifárias com cobrança adicional, uma vez que em 2025 houve uso mais frequente das bandeiras tarifárias amarela e vermelha, reflexo das condições de geração menos favoráveis e maior acionamento de usinas termelétricas; e (iii) O aumento da tarifa de energia em 2025, em comparação a 2024, decorre do processo de revisão tarifária aprovado pela ANEEL que resultou em um efeito médio de aumento de 15,53% para os consumidores, sendo 14,28% para a classe residencial.

7.2 Fornecimento não faturado

A variação observada na rubrica está relacionada à sazonalidade entre os meses, decorrente das condições climáticas predominantemente mais quentes nos meses de novembro e dezembro quando comparadas com o ano anterior, e pelo aumento da tarifa no período, o que ocasionou um aumento significativo no consumo de energia.

7.3 Energia de curto prazo

A variação observada no exercício está relacionada à redução do saldo, resultante das operações de MCSD tarifária, que tiveram impacto menos significativo em 2025 em comparação a 2024. Essa redução decorreu das estratégias adotadas pela Companhia para a compra e venda de energia no curto prazo, alinhadas às condições vigentes do mercado.

7.4 Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD

A PECLD foi registrada sobre toda a vida do recebível com base em aplicação de percentual calculado a partir de estudo histórico de inadimplência segregados por parâmetros de: (i) classe de consumidor; (ii) tensão; (iii) data de faturamento; e (iv) data de vencimento. Desta forma, foi constituída matriz de risco por período de inadimplência, ajustada pela expectativa econômica do período corrente, obtida por meio da previsão dos parâmetros do índice de inadimplência de mercado do Banco Central, sendo segregada pelo consumo regular e irregular. Para a PECLD dos recebíveis renegociados, os percentuais são aplicados com base nos vencimentos originais de cada documento renegociado.

Seguem abaixo os percentuais de perdas esperadas, segregadas por classe de consumo, aplicados quando do reconhecimento inicial dos recebíveis:

	PECLD esperada				PECLD esperada			
	31/12/2025				31/12/2024			
	Consumo regular		Consumo irregular		Consumo regular		Consumo irregular	
	Clientes ativos		Clientes ativos		Clientes ativos		Clientes ativos	
	Baixa tensão	Média e Alta tensão	Baixa tensão	Média e Alta tensão	Baixa tensão	Média e Alta tensão	Baixa tensão	Média e Alta tensão
Consumidores								
Residencial	1,36%	n/a	48,45%	n/a	1,10%	n/a	43,49%	n/a
Industrial	0,99%	0,87%	13,69%	6,79%	0,90%	0,79%	12,41%	6,16%
Comércio, Serviços e Outras Atividades	0,56%	1,49%	33,64%	n/a	0,57%	0,84%	30,48%	n/a
Rural	0,97%	0,10%	23,52%	n/a	0,87%	0,11%	21,11%	n/a
Poder Público	0,07%	0,01%	4,58%	n/a	0,06%	0,01%	3,80%	n/a
Iluminação Pública	0,00%	n/a	n/a	n/a	0,01%	n/a	n/a	n/a
Serviço Público	0,02%	0,00%	n/a	n/a	n/a	0,15%	n/a	n/a

Para fins de PECLD, a Administração da Companhia adotou como prática as seguintes premissas de mensuração:

- A aplicação mensal de matriz de inadimplência, com bases em análises de arrecadação;
- A Matriz de inadimplência é composta pelos estudo dos últimos cinco anos, onde as faixas são deslocadas mês a mês, com bases nos faturamentos correspondentes;
- Período de carência entre perdas esperadas e a aplicação da matriz são de 4 meses;
- Revisão do risco de crédito do consumo irregular, com base nas informações históricas de clientes;
- Atualização do risco de crédito pelo cenário econômico atual considerando projeção dos parâmetros do indicador LCA regional para área de concessão; e
- Período de recebimento da carteira de recebíveis em 60 meses, que converge com o período regulatório para recuperação de crédito junto dos consumidores.

Em dezembro de 2025, foi realizada a revisão anual das Matrizes de Perdas de Crédito Esperadas (PECLD), com atualização das premissas de recuperabilidade. A revisão resultou na redução de quatro matrizes em duas matrizes, sendo uma aplicável aos faturamentos de 2026 e outra aos faturamentos de 2025. As novas estimativas consideram o cenário econômico atual e o histórico recente de inadimplência. Como consequência, houve aumento do risco associado aos recebíveis e reavaliação dos percentuais de perda aplicáveis

A exposição da Companhia a riscos de crédito está divulgada na nota 29.2.4.

8 Ativos e passivos financeiros setoriais

	Saldo em 31/12/2024	Apropriação	Amortização (i)	Atualização monetária	Transferência	Saldo em 31/12/2025	Circulante	Não circulante
CVA								
Compra de energia (ii)	7.758	172.047	45.649	25.965	-	251.419	89.263	162.156
Custo da Energia de Itaipu (iii)	(34.851)	(37.216)	22.861	(4.530)	-	(53.736)	(35.000)	(18.736)
PROINFA (iv)	(621)	12.450	(4.333)	1.282	-	8.778	9.325	(547)
Transporte Rede Básica (v)	40.031	50.663	(35.555)	4.435	-	59.574	34.560	25.014
Transporte de Energia - Itaipu	5.459	5.137	(5.907)	556	-	5.245	3.101	2.144
Encargos de Serviço do Sistema - ESS / Encargos de Energia de Reserva - EER (vii)	34.312	17.352	(22.199)	(14.895)	-	14.570	8.655	5.915
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (vi)	(28.460)	124.797	(2.638)	5.498	-	99.197	50.655	48.542
	23.628	345.230	(2.122)	18.311	-	385.047	160.559	224.488

Notas explicativas
**Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)**

	Saldo em 31/12/2024	Apropriação	Amortização (t)	Atualização monetária	Transferência	Saldo em 31/12/2025	Circulante	Não circulante
Itens financeiros								
Sobrecontratação de energia (viii)	31.951	(3.110)	(73.999)	(10.314)	-	(55.472)	(19.647)	(35.825)
Neutralidade da Parcela "A" (ix)	(53.278)	(167.612)	131.809	403	-	(88.678)	(106.791)	18.113
Ultrapassagem de demanda e Excedente de reativos (x)	(171.577)	(48.140)	30.886	(15.007)	-	(203.838)	(16.406)	(187.432)
Risco Hidrológico (xi)	(155.936)	(113.880)	108.665	(7.142)	117.794	(50.499)	(57.140)	6.641
Outros (xii)	(604)	68.660	25.257	(11.617)	(117.794)	(36.098)		(36.098)
	<u>(349.444)</u>	<u>(264.082)</u>	<u>222.618</u>	<u>(43.677)</u>	<u>-</u>	<u>(434.585)</u>	<u>(199.984)</u>	<u>(234.601)</u>
PIS e COFINS								
PIS/ COFINS Nota Técnica nº 115/04	13.814	24.203				38.017	38.017	
Exclusão do ICMS da base de PIS e COFINS	8.600	13.224	(13.265)	14		8.573	8.573	
	<u>22.414</u>	<u>37.427</u>	<u>(13.265)</u>	<u>14</u>	<u>-</u>	<u>46.590</u>	<u>46.590</u>	<u>-</u>
Total	<u>(303.402)</u>	<u>118.575</u>	<u>207.231</u>	<u>(25.352)</u>	<u>-</u>	<u>(2.948)</u>	<u>7.165</u>	<u>(10.113)</u>
Ativo Circulante	22.414					86.751		
Ativo Não circulante	48.493					179.715		
Passivo Circulante	209.634					79.586		
Passivo Não circulante	164.675					189.828		

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)

A receita da Companhia é, basicamente, composta pela sua venda da energia elétrica e pela entrega (transporte) por meio do uso da infraestrutura (rede) de distribuição. As receitas das concessionárias são afetadas pelo volume de energia entregue e pela tarifa. A tarifa de energia elétrica é composta por duas parcelas que refletem a composição da sua receita:

- Parcela "A" (custos não gerenciáveis): esta parcela deve ser neutra em relação ao desempenho da entidade, ou seja, os custos incorridos pela distribuidora classificáveis como Parcela "A", são integralmente repassados ao consumidor ou suportados pelo Poder Concedente; e
- Parcela "B" (custos gerenciáveis): é composta pelos gastos na infraestrutura de distribuição e respectivo retorno pelo investimento e gastos com a operação e a manutenção. Essa parcela é aquela que efetivamente afeta o desempenho da distribuidora, pois possui risco intrínseco do negócio por não haver garantia de neutralidade tarifária.

Os ativos e passivos financeiros setoriais referem-se aos valores originados da diferença entre os custos previstos pela ANEEL e incluídos na tarifa no início do período tarifário (Parcela "A"), e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito incondicional da Companhia receber caixa do Poder Concedente nos casos em que os custos previstos são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos previstos são superiores aos custos efetivamente incorridos. São segregados entre ativo e passivo de acordo com o cronograma de homologação nas tarifas pela ANEEL nos próximos processos tarifários.

Nos processos tarifários, a ANEEL conduz dois mecanismos principais. O Reajuste Tarifário Anual (RTA) atualiza as tarifas com base na variação dos custos não gerenciáveis (Parcela A) e corrige monetariamente os custos gerenciáveis (Parcela B), garantindo a recomposição da receita da distribuidora. Já a Revisão Tarifária Periódica (RTP), realizada a cada cinco anos, tem como objetivo reavaliar de forma mais abrangente a estrutura tarifária, os investimentos realizados no período e os custos de operação e manutenção, definindo a nova receita requerida da distribuidora. Esses processos têm o propósito de assegurar a adequada liquidação financeira dos custos, sem prejuízo ao equilíbrio econômico-financeiro da concessão. São homologados anualmente pela ANEEL e incorporados à tarifa de energia por meio do Reajuste Tarifário Anual (RTA) ou da Revisão Tarifária Periódica (RTP). Na Companhia, a RTP é realizada a cada cinco anos e ambos os processos têm efeitos tarifários fixados em 7 de agosto.

Os valores que compõem os ativos e passivos financeiros setoriais são:

- **Conta de Compensação de Variação dos Valores de Itens da Parcela "A" – CVA:** É composta da variação dos custos com a aquisição da energia elétrica, de conexão e de transmissão, além dos encargos setoriais. A CVA deve ser neutra em relação ao desempenho da Companhia, ou seja, as variações apuradas são integralmente repassadas ao consumidor ou suportadas pelo Poder Concedente; e
- **Itens financeiros:** Referem-se a outros componentes financeiros que se constituem em direitos ou obrigações que também integram a composição tarifária, dentre eles: Sobrecontratação de energia; Neutralidade dos encargos setoriais; Ultrapassagem de demanda e Excedente de reativos; e Risco Hidrológico, entre outros apurados em procedimentos tarifários.

O processo de amortização se dá de forma mensal e corresponde ao recebimento/devolução por meio da aplicação das tarifas vigentes, homologadas nos últimos eventos tarifários. Para os Itens financeiros, os valores de amortizações mensais correspondem a 1/12 avos dos montantes totais homologados pela ANEEL. Para a CVA, a amortização mensal é efetuada de acordo com a curva de mercado. Os valores em constituição referem-se à diferença entre os custos incorridos e os constantes na tarifa até a data do fechamento do mês de referência, a serem homologados nos próximos processos tarifários.

A Companhia reconhece seus ativos e passivos financeiros setoriais com base no "OCPC 08 - Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos Relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral da Companhia de Energia Elétrica, emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade", de modo que os registros dos ativos e passivos financeiros originados das diferenças apuradas de itens da Parcela A e outros componentes financeiros em cada exercício contábil, apresentam como contrapartida receita de venda de bens e serviços, no resultado do exercício, considerando a melhor estimativa da Companhia quanto ao montante financeiro a ser realizado como decorrência do cumprimento integral da obrigação de performance completada no exercício, bem como todos os fatos e circunstâncias existentes que suportam a transação.

8.1 Efeitos relevantes no exercício

O total de passivos setoriais líquidos dos ativos, em 31 de dezembro de 2024, soma R\$303.402, contra R\$3.728, em 31 de dezembro de 2025. Uma variação no montante de R\$-300.454 decorrente dos motivos elencados abaixo.

- Amortização: No exercício, foi repassado aos consumidores no faturamento de energia o montante de R\$207.231 referente a passivos setoriais líquidos homologados pela ANEEL.
- Compra de Energia: A variação decorre das diferenças nos custos de energia incorridos em relação à cobertura tarifária da ANEEL, além de uma conjuntura de sazonalidade, reajustes de preços, contratos regulados e despacho de termelétricas.
- Custo da energia de Itaipu: Os custos de energia elétrica de Itaipu atribuídos mensalmente à Companhia são valorados de acordo com o câmbio do dólar e possui fatores que impactam no cálculo, um deles, que explica a variação verificada, decorre da metodologia de cálculo da CVA, em que se compara mensalmente o preço da energia de Itaipu, assim como o preço dos demais contratos de energia com a Tarifa Média de Cobertura - TMC. A TMC é uma média ponderada dos preços dos contratos de energia da Companhia previstos para o seu ano tarifário. Portanto, o preço de energia de Itaipu verificado desde janeiro na Companhia foi inferior à TMC, contribuindo para o aumento no saldo passivo da conta.
- PROINFA: A variação é decorrente da constituição das diferenças entre os custos incorridos em relação à cobertura tarifária ANEEL. Além disso houve a homologação das novas cotas de PROINFA, conforme REH 3.508/25 para o ano de 2026, com efeito antecipado no resultado de 2025, devido ao pagamento antecipado desse encargo.
- Transporte rede básica: A variação é decorrente da constituição das diferenças entre os custos incorridos em relação à cobertura tarifária ANEEL. As tarifas de transmissão do ciclo 2025 foram definidas com base na revisão tarifária da empresa em 2025, além disso houve amortização dos saldos reconhecidos pela ANEEL nos processos tarifários referentes ao pleito de 2024.
- Conta de Desenvolvimento Energético – CDE: Em Dezembro de 2024 foram definidos, pela Resolução Homologatória nº 3.433/24, os saldos a serem recolhidos pela Companhia ao longo de 2025, porém, em 2024, as cotas homologadas pela Resolução Homologatória nº 3.305/23 foram maiores do que as consideradas na cobertura, ocasionando a variação observada no saldo no exercício. Outro fato ocorrido em 2024 foi a consideração da quitação do saldo referente aos empréstimos de CDE Covid e Escassez Hídrica pela ANEEL em 2024 e em agosto de 2025 novos saldos foram reconhecidos devido a Revisão Tarifária de 2025.
- Encargos de Serviço do Sistema - ESS / Encargos de Energia de Reserva - EER: No exercício analisado ocorreu a cobrança do encargo de Energia de Reserva, com o objetivo de remunerar as geradoras que operam nessa modalidade e a constituição da CVA do Encargo de Reserva de Capacidade – ERCAP, outro fator foi ao reconhecimento de novos saldos devido a Revisão Tarifária de 2025. Todas as movimentações citadas geraram uma variação nas contas da Companhia.
- Sobrecontratação de energia: A sobrecontratação para o exercício está atrelada às apropriações dos saldos correntes, constituição da antecipação e amortização dos saldos homologados pela ANEEL, referentes ao período de 2018 e ao pleito homologado, com base no reajuste tarifário de 2025.
- Neutralidade da Parcela A: A variação é decorrente da constituição das diferenças entre os custos incorridos em relação à cobertura tarifária ANEEL. Observa-se um aumento expressivo no saldo de neutralidade, em função do novo contrato de concessão da Companhia, pelo qual os componentes financeiros e de energia passaram a ser integralmente neutros no processo tarifário, resultando em variações relevantes nos saldos.
- Ultrapassagem de demanda e Excedente de reativos: Referem-se aos faturamentos realizados pela Companhia, relativos à parcela de ineficiência de utilização da rede de energia elétrica da Demanda e Reativos pelos consumidores de média e alta tensão. Esses valores faturados constituem passivo setorial, a serem revertidos nas tarifas no momento da Revisão Tarifária da Companhia. Os saldos estão sendo constituídos conforme Submódulo 2.1 do PRORET.
- Risco Hidrológico: Os valores em apropriação no exercício em análise referem-se à cobertura tarifária dos custos de Risco Hidrológico, prevista no processo tarifário anterior, que fazem frente aos custos do GSF para as usinas hidrelétricas de Itaipu, Cotas e Repactuação CCEAR. Essa previsão é baseada na expectativa de GSF para os próximos 12 meses, além do PLD de referência no momento do processo tarifário.

Notas explicativas
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

(xii) Outros: O montante observado no exercício refere-se, substancialmente, às provisões de Bandeiras Tarifárias. No final do exercício de 2024, estava em vigência a Bandeira Verde, porém em dezembro de 2025 esse cenário se alterou e foi instituída a bandeira amarela, o que ocasionou uma mudança significativa nos saldos (Nota 24.6). Adicionalmente, no reajuste tarifário de 2025, foram homologados saldos de MMGD, os quais vêm sendo amortizados ao longo do exercício. O reconhecimento desses novos saldos também contribuiu para a variação observada na rubrica.

9 Imposto de renda, Contribuição social e Outros tributos

	Nota	Saldo em 31/12/2024	Adição	Atualização monetária	Adiantamentos / Pagamentos	Compensação de tributos	Transferência	Saldo em 31/12/2025
Ativos compensáveis								
Imposto de renda e contribuição social a compensar	9.1	224.154	17.504	20.100	34.824	(87.189)	8.808	218.201
Total		224.154	17.504	20.100	34.824	(87.189)	8.808	218.201
Circulante		209.917						196.002
Não circulante		14.237						22.199
Outros tributos compensáveis								
ICMS	9.2	221.639	66.440		5.306		(71.058)	222.327
PIS e COFINS		5.285	322.785				(322.731)	5.339
IRRF sobre aplicações financeiras		13.121	53.808				(50.993)	15.936
IR/CS retidos sobre faturamento		4.043	8.806				(6.379)	6.470
Outros		3.661	1		(47)			3.615
Total		247.749	451.840	-	5.259	-	(451.161)	253.687
Circulante		76.815						89.337
Não circulante		170.934						164.350
Passivos a recolher								
Imposto de renda e contribuição social a recolher		-	50.065		(1.502)		(48.563)	-
Total Circulante		-	50.065	-	(1.502)	-	(48.563)	-
Outros tributos a recolher								
ICMS	9.3	77.806	1.039.219		(957.908)		(71.058)	88.059
PIS e COFINS		19.379	623.212		(202.789)	(87.189)	(322.732)	29.881
Tributos sobre serviços prestados por terceiros		6.191	50.864	181	(52.372)			4.864
IRRF sobre juros s/ capital próprio	9.4	18.537	24.619		(43.156)			-
Parcelamentos	9.5	80.621	1.080	2.506	(7.104)			77.103
Encargos com pessoal		7.346	61.549		(62.539)			6.356
Outros		12	37		(25)			24
Total		209.892	1.800.580	2.687	(1.325.893)	(87.189)	(393.790)	206.287
Circulante		141.723						141.644
Não circulante		68.169						64.643

Conforme requerido pelo CPC 32 - Tributos sobre o Lucro, a Companhia apresenta os impostos e contribuições sociais correntes ativos e passivos, pelo seu montante líquido quando: (i) compensáveis pela mesma autoridade tributária; e (ii) a legislação tributária permitir que a Companhia liquide ou compense o tributo em um único pagamento ou compensação.

9.1 Imposto de renda e contribuição social - Ativos Compensáveis

A variação no exercício refere-se ao IRPJ e a CSLL sobre os indêbitos tributários, registrados em dezembro de 2024, em decorrência da decisão do Supremo Tribunal Federal – STF no sentido de que não incidem o IRPJ e a CSLL sobre a receita de atualização monetária dos indêbitos tributários recebidos da União (Taxa Selic). A Companhia aguarda o trânsito em julgado da ação judicial individual para a utilização dos créditos.

9.2 ICMS - Ativo Compensável

Do saldo a compensar de R\$222.327 (R\$221.639 em 31 de dezembro de 2024), R\$61.617 (R\$54.345 em 31 de dezembro de 2024) são Circulante e R\$160.710 (R\$167.294 em 31 de dezembro de 2024) são Não circulante. O montante de R\$186.186 (R\$185.260 em 31 de dezembro de 2024) refere-se a créditos de ICMS decorrentes de aquisição de bens que, de acordo com o parágrafo 5º do artigo 20 da Lei Complementar nº 87/96, são compensados à razão de 1/48 avos por mês.

9.3 ICMS - Passivo a Recolher

Refere-se ao ICMS a recolher incidente sobre as faturas de energia elétrica.

9.4 IRRF sobre Juros Sobre Capital Próprio

Refere-se ao Imposto de Renda Retido na Fonte da Companhia, à alíquota de 15%, incidente sobre os valores pagos aos acionistas a título de Juros sobre o Capital Próprio conforme legislação. O saldo em Adições, de R\$24.619, relativo ao IRRF sobre JSCP, deliberado no exercício em análise, foi integralmente liquidado em dezembro de 2025.

9.5 Parcelamentos
9.5.1 REFIS

Em 2009 a Companhia formalizou junto à Receita Federal do Brasil - RFB a adesão ao programa de redução e parcelamento de tributos federais, conforme a Lei nº 11.941/09 - "REFIS IV". Em 30 de setembro de 2011, a Companhia procedeu à consolidação dos débitos incluídos no parcelamento. Segue abaixo o montante e a relação dos tributos parcelados:

Parcelamentos - REFIS	Principal	Multa	Juros	Encargos	Total de Parcelamento	Conversão em renda	Valor de adesão - REFIS
COFINS	2.925	585	2.681		6.191		6.191
CSLL	4.442	888	4.093	1.885	11.308	3.742	15.050
INSS	8.548	3.021	10.256	670	22.495	10.822	33.317
IRPJ/ IRRF	4	1	8		13	5.257	5.270
Multa		223	192		415	190	605
	15.919	4.718	17.230	2.555	40.422	20.011	60.433
Redução Programa REFIS							(11.578)
Utilização Base Negativa/ Prejuízo Fiscal							(12.099)
Total							36.756

9.5.2 Programa Especial de Regularização Tributária - PERT

Em decorrência da apuração de débitos originados do recálculo dos tributos sobre os ativos e passivos setoriais, a Companhia aderiu, em agosto de 2017, ao Programa Especial de Regularização Tributária (PERT).

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Dentre as opções oferecidas para o parcelamento, a Companhia aderiu à opção de pagamento à vista e em espécie de 20% do valor da dívida consolidada, sem redução, em 5 parcelas mensais e sucessivas, vencíveis de agosto a dezembro de 2017, e o restante parcelado em 145 parcelas mensais e sucessivas, vencíveis a partir de janeiro de 2018, com redução de 80% dos juros de mora e de 50% das multas de mora, de ofício ou isoladas.

Em 31 de dezembro de 2025 restam 49 parcelas de R\$1.103 atualizáveis mensalmente pela SELIC acrescidas de 1%.
Segue abaixo o montante e a relação dos tributos parcelados:

Parcelamentos - PERT	Principal	Multa	Juros	Total de Parcelamento
PIS	9.572	1.914	2.610	14.096
COFINS	50.465	10.093	12.050	72.608
CSLL	19.606	3.921	5.198	28.725
IRPJ/ IRRF	43.788	8.758	11.214	63.760
	123.431	24.686	31.072	179.189
Redução Programa PERT				(29.760)
Total				149.429

Movimentação dos parcelamentos

	REFIS (*)	PERT	Autorregu- larização	Total
Valor de adesão	36.756	149.429	11.636	197.821
Diferença REFIS/PERT	1.143	(1.225)		(82)
Atualização de Juros - Consolidação 2011	2.715			2.715
Ativo a compensar	3.640			3.640
Depósito Judicial a favor da Companhia	17.284			17.284
Conversão em renda a favor da União	(22.170)			(22.170)
Pagamento	(36.079)	(123.962)	(11.636)	(171.677)
Atualização	15.329	45.123		60.452
Reversão de atualização da conversão em renda	(10.881)			(10.881)
Saldos em 31 de dezembro de 2025	7.737	69.365	-	77.102

(*) O saldo do REFIS em 31 de dezembro de 2025 de R\$7.737 (R\$7.621 em 31 de dezembro de 2024) possui depósitos judiciais no montante de R\$17.284 (R\$17.284 em 31 de dezembro de 2024), os quais aguardam conversão em renda da União (conforme artigo 32 da Portaria PGFN/RFB nº 06/09), ocasião em que será efetivada a baixa deste passivo e respectivo levantamento da diferença entre o depósito judicial atualizado e a obrigação.

10 Tributos diferidos

	Passivo		
	Nota	Não circulante	
		31/12/2025	31/12/2024
Outros tributos diferidos	10.1	4.175	3.346
Imposto de renda e contribuição social	10.2	147.911	148.955
Total		152.086	152.301

10.1 Outros Tributos diferidos

Em decorrência das alterações introduzidas pela Reforma Tributária, conforme estabelecido na Emenda Constitucional nº 132/2023 e na Lei Complementar nº 214/2025 que determinam a extinção do PIS e da COFINS e sua substituição pela CBS a partir de 1º de janeiro de 2027 (Nota 4.2), a Companhia manteve o saldo diferido de longo prazo classificado como outros tributos diferidos, preservando o tratamento contábil atualmente adotado até que a legislação defina o seu enquadramento e destinação.

10.2 Imposto de renda e contribuição social

São registrados sobre prejuízos fiscais e diferenças temporárias, considerando as alíquotas vigentes dos citados tributos, de acordo com as disposições da Deliberação CVM nº 109/22, e consideram o histórico de rentabilidade e a expectativa de geração de lucros tributáveis futuros fundamentada em estudo técnico de viabilidade. São reconhecidos de acordo com a transação que os originou, seja no resultado ou no patrimônio líquido.

O imposto de renda e a contribuição social diferidos, ativos e passivos, são apresentados pela sua natureza e o valor total é apresentado pelo montante líquido após as devidas compensações, conforme requerido pelo CPC 32.

10.2.1 Composição

Natureza dos créditos	Ativo Não circulante		Passivo Não circulante		Resultado		Patrimônio líquido	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	2025	2024	2025	2024
Diferenças Temporárias								
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD	104.246	94.551			9.695	(2.014)		
Benefício pós-emprego	54.764	53.537			1.227	(4.998)		
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	106.234	91.347			14.887	1.654		
Consumidores - ajuste a valor presente		39	78		(117)	(146)		
Valor justo do Ativo Financeiro Indenizável - ICPC 01 (R1)			513.365	475.758	(37.607)	(66.779)		
Instrumentos financeiros - CPC 39	4.660	88.103	2.289	100.205	14.473	6.458		
Benefício pós-emprego - Outros resultados abrangentes	125.168	120.125					5.042	(11.008)
Arrendamentos - CPC 06 (R2)	2.299	3.630	2.130	2.576	(885)	(905)		
Outras	4.289	2.460	31.709	25.647	(4.233)	(4.603)		
Total Diferenças temporárias	401.660	453.792	549.571	604.186	(2.560)	(71.333)	5.042	(11.008)
Crédito fiscal do ágio incorporado		1.439			(1.439)	(1.513)		
Total bruto	401.660	455.231	549.571	604.186	(3.999)	(72.846)	5.042	(11.008)
Compensação entre Ativos e Passivos Diferidos	(401.660)	(455.231)	(401.660)	(455.231)				
Total	-	-	147.911	148.955				

Notas explicativas**Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024****(Em milhares de reais, exceto quando indicado)****10.3 Realização dos tributos diferidos ativos**

Os tributos diferidos ativos são revisados a cada encerramento do exercício e são reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável.

A Administração da Companhia elaborou a projeção de resultados tributáveis futuros, demonstrando a capacidade de realização desses créditos tributários nos exercícios indicados. Com base no estudo técnico das projeções de resultados tributáveis, a Companhia estima recuperar o crédito tributário nos seguintes exercícios:

<u>2026</u>	<u>2027</u>	<u>2028</u>	<u>2029</u>	<u>2030</u>	<u>Total Não circulante</u>
81.193	81.193	79.758	79.758	79.758	401.660

A realização do ativo fiscal diferido está em consonância com as disposições do CPC 32 - Tributos sobre o Lucro.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

11 Partes relacionadas

Além dos valores de dividendos a pagar para sua controladora, os demais saldos de ativos e passivos, bem como as transações da Companhia com sua controladora, profissionais chave da Administração e outras partes relacionadas, que influenciaram o resultado do exercício, são apresentados como segue:

	Relacionamento	Ativo		Passivo				Receitas (Despesas)	
		Não circulante		Circulante		Não circulante		Operacionais	
		31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	2025	2024
Fornecedores (Nota 16)									
Suprimento de energia elétrica									
Lajeado	Controle Comum			67	62			(635)	(609)
São Manoel	Controle Comum			207	193			(1.971)	(1.885)
CEJA	Controle Comum (****)				781			(5.764)	(7.435)
Uso do sistema de transmissão									
Mata Grande Transmissora	Controle Comum (***)								(51)
EDP Transmissão Aliança	Controle Comum (**)				393			(2.644)	(2.848)
EDP Transmissão Litoral Sul	Controle Comum			44	40			(367)	(359)
EDP Transmissão SP-MG	Controle Comum (*)								(551)
EDP Transmissão Norte	Controle Comum			42	41			(364)	(158)
EDP Transmissão Norte 2	Controle Comum			34				(298)	
EDP Goiás	Controle Comum			214	218			(1.965)	(1.980)
		-	-	608	1.728	-	-	(14.008)	(15.876)
Outros créditos e Outras contas a pagar (Nota 14)									
Contrato de prestação de serviços									
EDP Portugal	Controladora indireta				354				(354)
Renováveis	Parte Relacionada	18	18						
Contrato de Compartilhamento de Recursos Humanos, serviços de infraestrutura e Backoffice									
EDP - Energias do Brasil	Controladora	688				37.319	15.952	(39.884)	(36.314)
EDP São Paulo	Controle Comum					30	48	(349)	(329)
		706	18	-	354	37.349	16.000	(40.233)	(36.997)
		706	18	608	2.082	37.349	16.000	(54.241)	(52.873)

(*) Em 20 de fevereiro de 2024, a controladora EDP - Energias do Brasil alienou a companhia EDP Transmissão SP-MG e, conseqüentemente, a partir desta data foi excluída dos contratos de compartilhamento firmados junto à controladora.

(**) Em 30 de abril de 2025, a controladora final EDP - Energias do Brasil alienou a companhia EDP Transmissão Aliança e, conseqüentemente, a partir desta data foi excluída dos contratos de compartilhamento firmados junto à controladora.

(***) Em 07 de junho de 2024, a controladora EDP - Energias do Brasil alienou a companhia Mata Grande Transmissora e, conseqüentemente, a partir desta data foi excluída dos contratos de compartilhamento firmados junto à controladora.

(****) Em 13 de agosto de 2025, a controladora EDP - Energias do Brasil alienou a companhia CEJA e, conseqüentemente, a partir desta data foi excluída dos contratos de compartilhamento firmados junto à controladora.

As operações com partes relacionadas foram realizadas conforme os termos acordados entre as partes.

As garantias recebidas do controlador estão descritas na nota de Garantias (Nota 31.2).

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)

As operações de compartilhamentos e prestações de serviços realizadas com as partes informadas abaixo ocorreram no curso normal dos negócios, sem acréscimo de qualquer margem de lucro.

Contrato de Compartilhamento de Recursos Humanos: O instrumento tem por objetivo o rateio de gastos com recursos humanos das atividades compartilhadas entre a controladora EDP-Energias do Brasil e suas controladas. O contrato mantém o critério de rateio regulatório e possui vigência até dezembro de 2027, conforme anuído pela ANEEL por meio do Despacho nº 459 de 1º de março de 2023.

Contratos de Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura: Os instrumentos têm por objetivo o rateio dos gastos com a locação do imóvel, gastos condominiais e gastos de telecomunicações.

Em 2022, foi assinado o contrato de compartilhamento de Infraestrutura relacionados a atual sede da controladora EDP-Energias do Brasil, conforme anuído pela ANEEL por meio do Despacho nº 304, de 1º de fevereiro de 2022, com vigência até 31 de dezembro de 2026.

Em 2023 foram assinados dois contratos de compartilhamento de Infraestrutura relacionados à unidade da EDP São Paulo localizada em São José dos Campos. Esses contratos celebram o compartilhamento de espaço e serviços de infraestrutura, sendo o primeiro deles entre a EDP São Paulo e suas partes relacionadas e o segundo entre as partes que não necessitam da anuência prévia da ANEEL. Tais contratos vigoram até 31 de dezembro de 2024 e não necessitam de anuência prévia da ANEEL devido aos valores anuais desembolsados pelas empresas concessionárias de serviço público de energia elétrica serem inferiores ao limite que exige a aprovação prévia da Agência reguladora, conforme estabelece a REN nº 948/21.

Os percentuais de rateio devem ser revistos anualmente e, em caso de alterações, os termos aditivos devem ser submetidos à anuência prévia da ANEEL.

Contrato de Compartilhamento de Atividades de BackOffice: O instrumento tem por objetivo o rateio dos gastos com materiais, prestação de serviços e outros gastos associados às atividades de *BackOffice*, tais como as funções administrativas, financeiras, contábeis, jurídicas e etc., compartilhadas entre a controladora EDP-Energias do Brasil e suas controladas. O contrato mantém o critério de rateio regulatório e possui vigência até dezembro de 2028, conforme anuído pela ANEEL por meio do Despacho nº 66 de janeiro de 2025.

Contrato de prestação de serviços: Os montantes referem-se a contratos de prestação de serviços de consultoria e apoio à gestão, celebrado mutuamente entre a Companhia e seu acionista controlador EDP-Energias de Portugal S.A. Estes contratos têm como objetivo: (i) o compartilhamento de custos, estrutura, conhecimento e tecnologia, possibilitando, assim, uma maior sinergia entre as empresas do grupo; (ii) evitar eventual capacidade ociosa de pessoal; (iii) reduzir os custos de contratação de determinados serviços em relação à média do mercado; e (iv) impedir o acesso de terceiros a questões estratégicas ou informações de tecnologia própria das contratantes.

11.1 Controladora direta

A controladora direta da Companhia é a EDP - Energias do Brasil, sendo esta controlada pela EDP – Energias de Portugal S.A.

11.2 Remuneração dos administradores

Entre os anos de 2017 e 2021, a controladora EDP - Energias do Brasil instituiu os planos de remuneração baseado em ações, com características semelhantes, os quais concedem outorga futura de suas ações aos seus beneficiários. Dentre os contemplados, encontram-se gestores e diretores estatutários e não estatutários da Companhia, sendo estimado no resultado de 2023 o montante de R\$102 a ser reembolsado para a controladora no momento da outorga. A outorga das ações dos planos III, V e VI foram antecipadas em maio de 2023 devido ao cumprimento do regulamento do plano, referente a Oferta Pública de Aquisição - OPA na controladora.

11.2.1 Remuneração total do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária pago pela Companhia

	2025			2024		
	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Total	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Total
Remuneração (a)	5.433	24	5.457	5.496	61	5.557
Benefícios de curto prazo (b)	139		139	137		137
Benefícios - Previdência Privada	31		31	80		80
Total	5.603	24	5.627	5.713	61	5.774

(a) É composta pela remuneração fixa e variável (bônus e participação nos resultados), além dos respectivos encargos sociais.

(b) Representa os benefícios com assistência médica e odontológica, subsídio medicamento, vales alimentação e refeição e seguro de vida.

Foram exercidas 10.168 ações referentes aos Planos de Remunerações III, V e VI, com impacto no exercício de R\$144.

11.2.2 Remuneração individual máxima, mínima e média do Conselho de Administração e da Diretoria Estatutária referente ao exercício findo em 31 de dezembro

	2025		2024	
	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração
Número de membros	6,08	0,50	6,75	1,25
Valor da maior remuneração individual	1.840	24	1.871	49
Valor da menor remuneração individual	419	24	367	49
Valor médio da remuneração individual	922	49	846	49

12 Estoques

Os estoques estão demonstrados ao custo ou ao valor líquido de realização, dos dois o menor, deduzidos de eventual perda no valor recuperável. O método de avaliação dos estoques é efetuado com base na média ponderada móvel.

O saldo de estoques de R\$67.321 (R\$84.294 em 31 de dezembro de 2024) refere-se aos materiais elétricos utilizados para atendimento emergencial e na operação e manutenção da prestação dos serviços. Os materiais utilizados na construção da infraestrutura da concessão estão classificados nos Ativos da concessão (Nota 15.3) pelo montante, em 31 de dezembro de 2025, de R\$56.173 (R\$57.733 em 31 de dezembro de 2024).

13 Cauções e depósitos vinculados

	Nota	Saldo em 31/12/2024		Adição (Nota 13.1)		Atualização		Resgate		Baixa (Nota 13.2)		Saldo em 31/12/2025
Depósitos judiciais	22.1	209.762	17.946	20.227	(14.355)	(5.688)					227.892	
Outros cauções		194		4							198	
Total Não circulante		209.956	17.946	20.231	(14.355)	(5.688)					228.090	

13.1 Depósitos judiciais - Adições

O saldo na rubrica refere-se à adição de natureza cível, destacando-se R\$8.760 relativos à construção de linhas de distribuição e R\$1.632 correspondentes a adição de natureza trabalhista.

13.2 Depósitos judiciais - Baixa

O saldo na rubrica refere-se, principalmente, a um processo trabalhista. A ação foi julgada desfavoravelmente à Companhia, ocasionando o pagamento por parte da ré.

Notas explicativas
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)
14 Outros créditos - Ativo e Outras contas a pagar – Passivo

Nota	Circulante		Não circulante	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Outros créditos - Ativo				
Adiantamentos	5.426	8.023		
Descontos tarifários	14.4	82.186	71.719	
Bens destinados à alienação/desativação	112	2.674		
Serviços em curso	2.446	1.762		
Serviços prestados a terceiros	9.150	8.796	56	97
Convênios de arrecadação	297	319		
Compartilhamento/Serviços entre partes relacionadas	11		706	18
Despesas pagas antecipadamente	2.272	3.397	422	(96)
Créditos a amortizar	14.7	24.902	21.933	
Outros	14.1	7.167	1.578	
Total		133.958	98.268	23.117
Outras contas a pagar - Passivo				
Contribuição de iluminação pública	14.5	24.096	21.629	
Credores diversos - consumidores e concessionárias	14.2	100.412	122.972	
Folha de pagamento	14.2	6.809	3.416	499
Cessão de créditos de ICMS	14.3	40.319	41.153	735
Arrecadação de terceiros a repassar	11	7.161	7.275	
Compartilhamento/Serviços entre partes relacionadas	11		354	37.349
Arrendamentos e aluguéis	14.6	4.690	5.116	2.074
Antecipação CDE	14.3	53.892		5.562
Outros		2.875	5.116	411
Total		240.254	207.031	40.333

14.1 Outros

A variação na rubrica refere-se, a ajustes decorrentes de revisão interna dos saldos vinculados ao ativo imobilizado e respectivos créditos associados. No exercício, foram efetuados registros de estorno e readequação de valores anteriormente contabilizados, incluindo ajustes de depreciação e recomposição de créditos de ICMS, resultando nas movimentações apresentadas.

14.2 Folha de pagamento

A movimentação na rubrica decorre, principalmente da variação devido ao aumento da Provisão ACT em R\$ 2.800.

14.3 Antecipação CDE

Em 10 de novembro de 2025, a Companhia celebrou o instrumento particular de contrato de cessão de créditos sem coobrigação com o banco para antecipação de uma parcela vincenda de recebível da CDE de janeiro de 2026, no valor de R\$53.892. O total líquido recebido nesta mesma data foi de R\$52.490. O pagamento ao Banco Itaú ocorrerá à medida que o valor original for recebido da CCEE. A Companhia atua exclusivamente como mandatária da cobrança, recebendo o recurso cedido e repassando-o ao banco na data pactuada.

14.4 Descontos tarifários

Refere-se a descontos aplicados a clientes nas tarifas de unidades consumidoras, conforme regulamentação da ANEEL, por meio de resoluções específicas. Os descontos são aplicados de acordo com a classificação da atividade de cada unidade consumidora e procuram contemplar residências de famílias com baixa renda inscritas no Cadastro Único do Governo Federal, estímulo à melhoria da produção agrícola, assim como descontos para serviços públicos essenciais, como é o caso das unidades de água, esgoto e saneamento.

Ao mesmo tempo em que determina o percentual de desconto a ser aplicado nos faturamentos mensais das unidades consumidoras, a regulamentação também estabelece o direito da Companhia de ser ressarcida dos respectivos montantes por meio do mecanismo da subvenção econômica, com recursos originários da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, conforme Lei nº 10.438/02.

Por meio da Lei nº 13.360/16, a partir de maio de 2017, a gestão e o repasse dos recursos é de responsabilidade da CCEE.

A ANEEL homologou os valores a serem repassados para a Companhia, por meio das seguintes Resoluções Homologatórias:

Resolução Homologatória	Competências	Valor mensal
ANEEL nº 3.091/22	Ago/22 a Jul/23	23.660
ANEEL nº 3.241/23	Ago/23 a Jul/24	25.272
ANEEL nº 3.370/24	Ago/24 a Ago/25	33.803
ANEEL nº 3.508/25	Ago/25 a Ago/26	53.892

Segue abaixo a composição dos descontos tarifários:

	Saldo em 31/12/2024	Descontos tarifários	Atualização monetária	Ressarcimento	Saldo em 31/12/2025
Subsídio Baixa Renda	15.860	122.424		(117.915)	20.369
Subsídio Carga Fonte Incentivada - Res. nº 77/04	30.716	273.135	48	(310.549)	(6.650)
Subsídio Geração Fonte Incentivada - Res. nº 77/04	4.548	47.905	805	(14.659)	38.599
Subsídio Rural	9.960			(9.960)	-
Subsídio Irrigante/Aquicultor - Res. nº 414/10	(7.269)	55.159	295	(68.454)	(20.269)
Subsídio Água/Esgoto/Saneamento - Despacho nº 3.629/11	6.596			(6.596)	-
Subsídio Distribuição - TUSD fio B	(4.587)			4.587	-
Subsídio SCEE (MMGD)	15.895	111.359	(1.003)	(76.114)	50.137
	71.719	609.982	145	(599.660)	82.186

Adicionalmente, demonstramos abaixo a abertura por parcela de desconto tarifário:

	Saldo em 31/12/2025	Saldo em 31/12/2024
Parcela mensal	42.552	28.468
Parcela de ajustes homologados	11.394	5.336
Parcela de ajustes a homologar	7.871	22.055
Saldo subsídio baixa renda	20.369	15.860
	82.186	71.719

14.5 Credores diversos - consumidores e concessionárias

A redução do saldo ocorreu devido ao recebimento de bônus da Itaipu, conforme o Despacho ANEEL nº 2808/2024, que estabeleceu os valores a serem repassados pela ENBPar às concessionárias e permissionárias de distribuição até 31 de dezembro de 2024, relativos ao saldo da conta de comercialização de energia de Itaipu. Esses valores foram recebidos pelas distribuidoras e repassados aos consumidores nas faturas de janeiro de 2025. Esse repasse em 2025 gerou uma diminuição no saldo apresentados referente a credores diversos.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)

14.6 Arrendamentos e aluguéis e Imobilizado

Em conformidade com o CPC 06 (R2) - Arrendamentos, a Companhia efetua o registro dos montantes a pagar dos contratos de arrendamentos e aluguéis conforme demonstrado abaixo:

	Saldo em 31/12/2024	Adições	Pagamentos	Transferên- cias	AVP	Baixas	Saldo em 31/12/2025
Edifícios	4.613	4.304	(5.549)	3.032	(1.981)	(339)	4.080
Veículos	503	160	(669)	644	23	(51)	610
Total Circulante	5.116	4.464	(6.218)	3.676	(1.958)	(390)	4.690
Edifícios	5.119	13	-	(3.032)	(26)	-	2.074
Veículos	443	107	-	(644)	94	-	2.074
Total Não circulante	5.562	120	-	(3.676)	68	-	2.074
Total	10.678	4.584	(6.218)	-	(1.890)	(390)	6.764

Os montantes registrados no passivo encontram-se ajustados a valor presente pelas taxas que representam o custo de financiamento dos respectivos bens arrendados.

As taxas acima referidas, bem como o vencimento dos referidos arrendamentos e aluguéis, consideram o fluxo futuro de pagamentos, conforme abaixo:

Ano	Edifícios		Veículos	
	Valor	Taxas (%)	Valor	Taxas (%)
2026	4.080	9,95%	610	13,81%
Total Circulante	4.080		610	
2027	1.516	10,76%		
2028	304	10,84%		
2029	193	10,84%		
2030	61	10,84%		
Total Não circulante	2.074			

O direito potencial de PIS/COFINS a recuperar, embutido na contraprestação de arrendamento/locação, conforme os períodos previstos para pagamento, estão demonstrados a seguir:

Fluxos de caixa	Nominal	Com AVP
Contraprestação do arrendamento	7.426	6.764
PIS/COFINS potencial (9,25%)	(687)	(626)

Os contratos de arrendamentos e aluguéis foram registrados em contrapartida da rubrica de Imobilizado como Ativos de direito de uso. Do saldo do Imobilizado em 31 de dezembro de 2025 de R\$11.170 (R\$11.235 em 31 de dezembro de 2024), R\$6.264 (R\$7.576 em 31 de dezembro de 2024) relaciona-se aos referidos ativos e estão apresentados conforme abaixo:

	31/12/2025				31/12/2024			
	Taxas anuais médias de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido	Taxas anuais médias de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido
Ativos de direito de uso								
Edificações, obras civis e benfeitorias	13,36	25.339	(19.538)	5.801	13,36	21.361	(14.530)	6.831
Veículos	20,00	3.584	(3.121)	463	20,00	3.367	(2.622)	745
Total Ativos de direito de uso		28.923	(22.659)	6.264		24.728	(17.152)	7.576

• **Edificações, obras civis e benfeitorias:** Referem-se, substancialmente, aos contratos de aluguel relativos: (i) à sede da Companhia localizada em Vitória; e (ii) às lojas de atendimento presencial aos consumidores localizadas nos municípios do Espírito Santo onde a Companhia possui sua concessão.

• **Veículos:** refere-se ao contrato de aluguel dos veículos de frota utilizados pelos colaboradores para locomoção na prestação dos serviços e também dos veículos executivos utilizados pela alta gestão.

A movimentação no exercício para os Ativos de direito de uso está demonstrada abaixo:

	Valor líquido em 31/12/2024				Valor líquido em 31/12/2025			
	Ingressos	Depreciações	Baixas		Ingressos	Depreciações	Baixas	
Ativos de direito de uso								
Edificações, obras civis e benfeitorias	6.831	4.317	(5.007)	(340)	5.801			
Veículos	745		(499)	(50)	463			
Total Ativos de direito de uso	7.576	4.584	(5.506)	(390)	6.264			

14.7 Créditos a amortizar

O saldo é referente ao créditos de ICMS vinculados ao ativo imobilizado que serão amortizados conforme a realização do ativo.

15 Ativo financeiro indenizável, Intangível e Ativos da concessão

O CPC emitiu em 2009 com alterações posteriores, a Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) – Contratos de Concessão. Esta interpretação foi aprovada pela Deliberação CVM nº 677/11, revogada pelas Deliberações CVM nº 122/22 e 128/22.

A ICPC 01 (R1) é aplicável aos contratos de concessão público-privado nos quais a entidade pública controla ou regula os serviços prestados, com qual infraestrutura, a que preço e para quem deve ser prestado o serviço e, além disso, detém a titularidade dessa infraestrutura. Desta forma, esta interpretação é aplicável ao contrato de concessão da Companhia.

De acordo com a ICPC 01 (R1), os ativos da infraestrutura enquadrados nesta interpretação não podem ser reconhecidos como ativo imobilizado uma vez que se considera que o concessionário não controla os ativos subjacentes, sendo reconhecidos de acordo com um dos modelos contábeis previstos na interpretação, dependendo do tipo de compromisso de remuneração do concessionário assumido junto ao concedente, que são o modelo do ativo financeiro, do ativo intangível e o bifurcado.

• Modelo do ativo financeiro

Este modelo é aplicável quando o concessionário tem o direito incondicional de receber determinadas quantias monetárias independentemente do nível de utilização da infraestrutura da concessão.

• Modelo do ativo intangível

Este modelo é aplicável quando o concessionário, no âmbito da concessão, é remunerado em função do grau de utilização da infraestrutura pelos usuários por meio da prestação de serviço.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

• Modelo bifurcado

Este modelo aplica-se quando a concessão inclui, simultaneamente, compromissos de remuneração garantidos pelo concedente e compromissos de remuneração dependentes do nível de utilização das infraestruturas da concessão, cobrados dos usuários.

Como a Companhia é remunerada: (i) pelo Poder Concedente, no tocante ao valor residual da infraestrutura ao final do contrato de concessão; e (ii) pelos usuários, pela parte que lhes cabe dos serviços de construção e pela prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica, então, aplica-se o modelo bifurcado.

Devido a implementação da ICPC 01 (R1), os ativos de infraestrutura de distribuição em serviço foram bifurcados da seguinte forma: (i) Ativo financeiro indenizável (Nota 15.1) - composto pela parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final do contrato de concessão, e que serão objeto de indenização pelo Poder Concedente; e (ii) Intangível (Nota 15.2) - compreendendo o direito ao uso, durante o período da concessão, da infraestrutura construída ou adquirida pela Companhia e, conseqüentemente, ao direito de cobrar dos usuários pelos serviços prestados de fornecimento de energia elétrica ao longo do contrato de concessão.

Já os ativos que encontram-se no período de construção e que ainda não estão em serviço foram classificados, conforme requerido pelo CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente, como Ativos contratuais, uma vez que a obrigação de desempenho é satisfeita ao longo do tempo em que os ativos são construídos, sendo classificados na rubrica de Ativos da concessão (Nota 15.3).

O Decreto nº 41.019/57 foi revogado pelo Decreto nº 10.810/21. Os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019/57, que tratavam a respeito da necessidade de autorização do Órgão Regulador para retirada, alienação e cessão dos ativos de infraestrutura utilizados na geração, distribuição e na transmissão de energia, estão expressos pela Resolução Normativa nº 948/2021 - Módulo IV - Desvinculação de Bens e Módulo VI - Constituição de Garantias. Os ativos de infraestrutura utilizados na geração, distribuição e na transmissão de energia são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador.

A Resolução ANEEL nº 948/21 regulamenta a desvinculação dos ativos vinculados a concessões do Serviço Público de Energia Elétrica concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à doação de interesse social ou alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada, para aplicação na concessão.

15.1 Ativo financeiro indenizável

A Companhia apresenta saldo no ativo não circulante referente a crédito a receber do Poder Concedente ao final da concessão, a título de indenização pelos investimentos efetuados e não recuperados por meio da prestação de serviços outorgados, originados da bifurcação requerida pelo ICPC 01 (R1). Estes ativos financeiros são avaliados a valor justo com base no Valor Novo de Reposição - VNR dos ativos vinculados à concessão, revisado a cada três anos por meio do laudo de avaliação da Base de Remuneração Regulatória - BRR, conforme estabelecido no contrato de concessão.

O método do Valor Novo de Reposição - VNR estabelece que cada ativo é valorado, a preços atuais, por todos os gastos necessários para sua substituição por idêntico, similar ou equivalente que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente. A aplicação deste método se dá pela utilização do Banco de Preços Referenciais, do Banco de Preços da Companhia ou de Orçamento Referencial.

O Banco de Preços Referenciais representa os custos médios regulatórios, por agrupamento, de componentes menores e custos adicionais, conforme definido no Anexo V dos PRORET, submódulo 2.3.

O Banco de Preços da Companhia é definido como o banco formado com base em informações da própria empresa, podendo ser aplicado unicamente para os equipamentos principais ou também para os componentes menores e custos adicionais.

O Orçamento Referencial representa o valor de um bem ou suas partes constituintes por meio da comparação de dados de mercado relativos a outros de características similares, aplicado exclusivamente sobre Edificações, obras civis e benfeitorias.

O Ativo financeiro indenizável é ajustado: (i) por atualização do IPCA de acordo com a Resolução Normativa nº 1003/22; e (ii) por adições e baixas de itens da infraestrutura conforme regulamentação da ANEEL.

Estes ativos serão reversíveis ao Poder Concedente no final da concessão e os efeitos da mensuração a valor justo são reconhecidos diretamente no resultado do exercício.

Nesse sentido, a avaliação é validada mediante fiscalização da ANEEL e ocorre a partir de inspeções em campo da infraestrutura da concessão, seguindo metodologia e critérios de avaliação de bens, considerados elegíveis, das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, com o objetivo restabelecer o nível eficiente dos custos operacionais e da base de remuneração regulatória das concessionárias.

A movimentação no exercício é a seguinte:

	Nota	Saldo em 31/12/2024	Transf. dos Ativos da concessão (Nota 15.3)		Reclassifi- cação	Renovação Concessão (Nota 15.1.2)	Saldo em 31/12/2025	
			Valor justo	Baixas				
Ativo financeiro indenizável	15.1.1	4.958.147	481.884	110.610	(46.392)	1.582	(5.125.645)	380.186
Total Circulante		4.958.147	481.884	110.610	(46.392)	1.582	(5.125.645)	380.186

15.1.1 Ativo financeiro indenizável

O saldo do ativo financeiro indenizável, observado no exercício refere-se ativos vinculados à concessão, e é composto por terrenos, servidões, máquinas e equipamentos, edificações e obrigações especiais.

15.1.2 Renovação Concessão

Após a aprovação da prorrogação do prazo da concessão pelo MME no dia 11 de julho de 2025 e a assinatura do aditivo no dia 16 de julho de 2025, a Companhia deixou de ter direito à indenização pela União no caso de reversão dos ativos não amortizados em decorrência da potencial não renovação da concessão, nos termos da ICPC 01 (Contrato de Concessão) e do CPC 47 (Receita de Contrato com Cliente), e passou a registrar um ativo intangível correspondente ao direito de exploração da concessão pelo novo prazo, de acordo com o CPC 04 (Ativo Intangível) nota 15.2.

15.2 Intangível

O Intangível está mensurado pelo custo total de aquisição/construção deduzidos da amortização acumulada. A amortização é reconhecida no resultado de acordo com a vida útil dos intangíveis, já que esse método é o que melhor reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo.

15.2.1 Composição

	31/12/2025				31/12/2024			
	Taxas anuais médias de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido	Taxas anuais médias de amortização %	Custo histórico	Amortização acumulada	Valor líquido
Intangível em serviço								
Software	5,24	2.371.203	(2.235.453)	135.750				-
Direito de concessão - Infraestrutura	5,24	300.145	(4.035)	296.110	4,49	2.339.192	(2.109.701)	229.491
Renovação da concessão								
Edificações e Obras Civis	7,66	93.695	(3.039)	90.656				-
Máquinas e Equipamentos	9,02	5.611.224	(162.063)	5.449.161				-
Obrigações Especiais	6,01	(590.108)	15.690	(574.418)				-
Veículos	41,40	10.835	(1.135)	9.700				-
Total do intangível em serviço		7.796.994	(2.390.035)	5.406.959		2.339.192	(2.109.701)	229.491
Atividades não vinculadas à concessão								
Ágio na incorporação de sociedade controladora	4,07	103.964	(103.574)	390	4,28	103.964	(99.342)	4.622
(-) Provisão para manutenção de dividendos	4,07	(103.964)	103.574	(390)	4,28	(103.964)	99.342	(4.622)
Total de Atividades não vinculadas à concessão		-	-	-		-	-	-
Total do intangível		7.796.994	(2.390.035)	5.406.959		2.339.192	(2.109.701)	229.491

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

15.2.1.1 Direitos de Concessão - Infraestrutura

Referem-se ao direito da concessionária de receber caixa dos usuários pelos serviços de construção do sistema de distribuição de energia elétrica e pelo uso de infraestrutura, originados da bifurcação requerida pelo ICPC 01 (R1). Estão registrados ao seu valor de custo acrescido de encargos financeiros, quando aplicável.

A amortização é registrada com base na vida útil estimada de cada bem, limitada ao prazo final da concessão. As taxas de amortização utilizadas são as determinadas pela ANEEL, responsável por estabelecer a vida útil dos ativos de distribuição do setor elétrico, e estão previstas no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico.

15.2.1.2 Ágio – Incorporação de sociedade controladora e Provisão para manutenção de dividendos

Refere-se à parcela cindida do ágio incorporado decorrente da aquisição de ações, o qual foi contabilizado de acordo com a Instrução CVM nº 78/22 e ICPC 09 e, conforme determinação da ANEEL, está sendo realizado pela curva entre a expectativa de resultados futuros e o prazo de concessão da Companhia. Conseqüentemente ao registro, foi reconhecido um crédito fiscal.

A constituição da provisão para manutenção dos dividendos visa ajustar o valor do ágio pago ao valor do benefício fiscal esperado por sua amortização e, conseqüentemente, ajustar o fluxo de dividendos futuros da Companhia, para que este não seja afetado negativamente pela despesa incorrida na amortização contábil do ágio.

A provisão tem o objetivo de reduzir o valor do ágio ao seu montante líquido (representativo do efetivo benefício fiscal), parcela que possui substância econômica que lhe permite ser considerada um ativo da Companhia em contrapartida da Reserva Especial de Ágio, no Patrimônio líquido.

15.2.2 Movimentação

	Valor líquido em 31/12/2024	Transf. dos Ativos da concessão (Nota 15.3)	Amortizações	Baixas	Reclassifi - cação	Renovação Concessão	Valor líquido em 31/12/2025
Intangível em serviço							
Software	-		(524)		136.274		135.750
Direito de concessão - Infraestrutura	229.491	385.928	(179.785)	(1.167)	(138.357)		296.110
Renovação da concessão							
Edificações e Obras Civis	-		(3.039)			93.695	90.656
Máquinas e Equipamentos	-		(162.063)			5.611.224	5.449.161
Obrigações Especiais	-		15.690			(590.108)	(574.418)
Veículos	-		(1.135)			10.835	9.700
Total do intangível	229.491	385.928	(330.856)	(1.167)	(2.083)	5.125.646	5.406.959

15.3 Ativos da concessão

Refere-se ao direito contratual da concessionária de receber caixa dos usuários pelos serviços de construção do sistema de distribuição de energia elétrica, quando da entrada em operação dos respectivos ativos, e estão mensurados ao seu valor de custo acrescido de encargos financeiros, quando aplicável.

Em função do disposto nas Instruções Contábeis do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico e na Deliberação CVM nº 101/22, que aprova o pronunciamento técnico CPC 20 (R1), os encargos financeiros relativos aos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados nos Ativos da concessão, estão registrados neste subgrupo como custo das respectivas obras. A taxa média mensal aplicada no exercício para determinar o montante dos encargos financeiros passíveis de capitalização foi de 2,82%, que representa a taxa efetiva do empréstimo conforme regras previstas do PRORET submódulo 2.4 e REN nº 897/20 e Despacho nº 452 de 2023.

Quando do término da construção da infraestrutura, fica evidenciada a conclusão da obrigação de desempenho exigida pelo CPC 47, sendo os referidos ativos bifurcados como Ativo financeiro indenizável (Nota 15.1) ou como Intangível (Nota 15.2), conforme a forma de remuneração.

	Valor líquido em 31/12/2024	Transf. para o intangível (Nota 15.2.2)	Transf. para o ativo finan. indenizável (Nota 15.1)	Adições (Nota 15.3.1)	Juros Capitaliza- dos	Reclassifi - cação	Outros	Valor líquido em 31/12/2025
Ativos da concessão	543.143	(393.357)	(481.884)	834.441	8.841	188	15.141	526.513
Total circulante	543.143	(393.357)	(481.884)	834.441	8.841	188	15.141	526.513

15.3.1 Adições

A distribuição nos montantes de investimentos estão destacados a seguir:

Instalação de sistemas de medição, expansão de linhas, subestações e redes de distribuição para ligação de novos clientes	43%
Melhoria da rede, substituição de equipamentos e de medidores, tanto obsoletos quanto depreciados, além do recondutoramento de redes em final de vida útil	18%
Combate a perdas	21%
Telecomunicações, informática e outras atividades, tais como infraestrutura e projetos comerciais	18%
	100%

16 Fornecedores

	Nota	31/12/2025	31/12/2024
Suprimento de energia elétrica (i)	25.5.1	250.401	226.844
Energia livre		32.603	30.715
Encargos de uso da rede elétrica	16.1	95.220	72.956
Operações CCEE	16.2	83.432	44.219
Materiais e serviços	16.3	198.240	180.684
Materiais e serviços (Risco sacado)	16.4	2.301	5.669
Total		662.197	561.087

(i) O valor total de garantias de compras de energia é de R\$148.874 em 31 de dezembro de 2025 (R\$119.585 em 31 de dezembro de 2024).

São reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, são medidos pelo custo amortizado por meio do método dos juros efetivos, quando aplicável.

16.1 Encargos de uso da rede elétrica

A variação observada decorre das alterações nas tratativas aplicáveis à Rede Básica, analisadas no âmbito da concessão da Companhia em agosto de 2025. Com a implementação do novo mecanismo, a Companhia passou a absorver as penalidades por meio da Conta de Variação de Itens da Parcela A (CVA). Contudo, parte do saldo será objeto de glosa e, adicionalmente à parcela original, a distribuidora arcará com um acréscimo correspondente a um terço do valor, a título de penalidade aplicável à própria Companhia. Essa alteração metodológica resultou no aumento do saldo da conta.

16.2 Operações CCEE

O montante refere-se às transações de energia e encargos comercializados no âmbito da CCEE, por meio da sazonalização operacionalizada pela Companhia, os quais foram impactadas pelo aumento da carga contratada no Mecanismo de Compensação de Sobras e Défis (MCSD). A variação é substancialmente atribuída às seguintes operações: (i) aumento no saldo de disponibilidade no curto prazo; e (ii) diminuição nos saldos de encargos - ESS no curto prazo, que correspondem às contas das operações da CCEE.

16.3 Materiais e serviços

A variação do saldo no grupo de materiais e serviços refere-se a maior aquisição de transformadores, medidores de energia, religadores e demais investimentos e serviços de infraestrutura da concessão para manutenção e ampliação da rede de distribuição.

Notas explicativas
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)
16.4 Materiais e serviços (Risco sacado)

O montante de R\$ 2.301 em 31 de dezembro de 2025 (R\$5.669 em 31 de dezembro de 2024), refere-se ao convênio que a Companhia detém com um fundo de direitos creditórios que auxilia na gestão de seus compromissos com seus fornecedores. Esta operação permite ao fornecedor transferir seus direitos ao fundo em vista de antecipar seus fluxos de caixa, sem qualquer linha de crédito associada.

Os saldos mantidos nesta rubrica são os que já foram faturados e antecipados pelo fornecedor. Estes montantes antecipados permanecem na rubrica de fornecedores até a efetiva liquidação da obrigação da Companhia com o fundo, uma vez que esta operação não altera em valores, prazos, preços, condições acordadas ou encargos financeiros.

17 Dividendos

Os dividendos e os Juros sobre o capital próprio - JSCP são reconhecidos como passivo nas seguintes ocasiões: (i) JSCP imputados aos dividendos: quando aprovados pelo Conselho de Administração; (ii) dividendos mínimos obrigatórios: quando do encerramento do exercício, conforme previsto no estatuto social da Companhia, eventualmente deduzidos do JSCP já declarados no exercício; (iii) dividendos adicionais: quando da sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária - AGO; e (iv) dividendos intermediários e de exercícios anteriores: quando da aprovação pelo Conselho de Administração ou Assembleia Geral.

Os créditos de juros sobre o capital próprio são inicialmente registrados em despesas financeiras para fins fiscais e, concomitantemente, revertidos dessa mesma rubrica em contrapartida do patrimônio líquido. A redução dos tributos por eles gerados é reconhecida no resultado do exercício quando do seu crédito.

17.1 Dividendos adicionais

Foi aprovada em AGOE, realizada em 30 de abril de 2025, a destinação do lucro líquido referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024 no valor de R\$598.885 da seguinte forma: (i) R\$28.166 como Reserva de incentivos fiscais; (ii) R\$123.578 como JSCP, sendo R\$105.041 líquido de imposto de renda; e (iii) R\$37.638 como dividendos obrigatórios; (iv) R\$408.550 como complemento aos dividendos obrigatórios; e (iv) R\$952 como reserva de retenção de lucros.

Foi aprovada em AGOE, realizada em 29 de dezembro de 2025, a revisão da destinação do lucro líquido do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 e a respectiva distribuição de dividendos aprovada na AGOE de 30 de abril de 2025, quando os dividendos complementares obrigatórios, no valor de R\$408.550, foram revertidos à rubrica da reserva de retenção de lucros com a finalidade de investimentos na Companhia.

Foi aprovada em AGOE, realizada em 30 de dezembro de 2025, nova distribuição de dividendos no valor de R\$500.000. O valor declarado a título de dividendos deverá ser distribuído e pago à acionista da Companhia até o dia 31 de dezembro de 2026, sem qualquer atualização monetária ou outra remuneração os quais foram integralmente liquidados em dezembro de 2025.

JSCP

Em RCA - Reunião do Conselho de Administração, realizada em 22 de dezembro de 2025, foi aprovada a constituição de JSCP relativo ao exercício de 2025, no montante de R\$164.128, sendo R\$139.509 líquido de imposto de renda totalmente pagos em dezembro de 2025.

Segue abaixo a movimentação do saldo de dividendos no exercício:

	31/12/2024	Complemen- tares	Exercícios anteriores	JSCP	Pagamentos	Reversão	31/12/2025
EDP - Energias do Brasil	551.229	55.951	500.000	139.509	(142.679)	(408.550)	695.460
	551.229	55.951	500.000	139.509	(142.679)	(408.550)	695.460

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



18 Debêntures
18.1 Composição do saldo de Debêntures

Agente Fiduciário	Tipo de emissão	Quantidade de títulos	Valor nominal unitário	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	31/12/2025				31/12/2024					
										Encargos		Principal		Encargos		Principal			
										Circulante	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Circulante	Não circulante	Total		
Moeda Nacional																			
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 160/22	190.000	1	190.000	7ª emissão em 15/08/2018	15/08/2018 a 15/07/2025	Expansão, renovação e melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica	IPCA + 5,91%	Principal anual a partir de agosto/2023 e juros semestral	-	8.683		82.186						90.869
(-) Custos de emissão				(2.941)		15/08/2018 a 15/07/2025			Amortização mensal				(104)						(104)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 160/22	500.000	1	500.000	10ª emissão em 12/02/2021	12/02/2021 a 15/07/2025	Expansão, renovação e melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica	IPCA + 3,26%	Principal em parcela única no vencimento e juros semestral	-	9.673		625.924						635.597
(-) Custos de emissão				(9.559)		12/02/2021 a 15/07/2025			Amortização mensal				(963)						(963)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 160/22	400.000	1	400.000	11ª emissão em 04/08/2021	04/08/2021 a 15/07/2025	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro	CDI + 1,25% a.a.	Principal no final do contrato e juros semestral	-	22.121		400.000						422.121
(-) Custos de emissão				(1.399)		04/08/2021 a 15/07/2025			Amortização mensal				(204)						(204)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 160/22	270.000	1	270.000	12ª emissão em 25/05/2022	25/05/2022 a 25/05/2027	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro	CDI + 1,20% a.a.	Principal anual a partir de maio/2025 e juros semestral	-	3.286		90.000		180.000				273.286
(-) Custos de emissão				(1.399)		25/05/2022 a 25/05/2027			Amortização mensal				(203)		(144)				(347)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 160/22	500.000	1	500.000	13ª emissão em 19/02/2024	19/02/2024 a 19/02/2028	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro	CDI + 0,90% a.a.	Principal anual a partir de fevereiro/2027 e juros semestral	28.350		500.000	528.350	21.187		500.000			521.187
(-) Custos de emissão				(2.570)		25/05/2022 a 25/05/2027			Amortização mensal			(1.235)	(1.235)			(1.975)			(1.975)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 160/22	1.200.000	1	800.000	14ª emissão 1ª Série em 19/08/2024	19/08/2024 a 28/08/2029	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro	CDI + 0,49% a.a.	Principal anual a partir de Agosto/2026 e juros semestral	40.713	200.000	600.000	840.713	28.541		800.000			828.541
(-) Custos de emissão				(6.487)		19/08/2024 a 28/08/2029			Amortização mensal		(1.861)	(2.357)	(4.218)			(5.429)			(5.429)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 160/22	1.200.000	1	400.000	14ª emissão 2ª Série em 19/08/2024	19/08/2024 a 28/08/2031	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro	CDI + 0,56% a.a.	Principal anual a partir de Agosto/2026 e juros semestral	20.457	66.668	333.332	420.457	14.363		400.000			414.363
(-) Custos de emissão				(3.244)		19/08/2024 a 28/08/2031			Amortização mensal		(679)	(1.604)	(2.283)			(3.002)			(3.002)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 160/22	500.000	1	500.000	15ª emissão em 15/12/2024	15/12/2024 a 15/12/2036	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro	IPCA + 7,2843%	Principal anual a partir de Dezembro/2034 e juros semestral	1.611		524.084	525.695	408		502.698			503.106
(-) Custos de emissão				16.573		15/12/2024 a 15/12/2036			Amortização mensal			(14.977)	(14.977)			(16.450)			(16.450)
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 160/22	1.200.000	1	600.000	16ª emissão 1ª Série em 11/06/2025	11/06/2025 a 11/06/2030	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro	CDI + 0,50% a.a.	Principal anual a partir de Junho/2029 e juros semestral	4.494		600.000	604.494						-
(-) Custos de emissão				(2.111)		11/06/2025 a 11/06/2030			Amortização mensal			(2.111)	(2.111)						-
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Instrução CVM nº 160/22	1.200.000	1	600.000	16ª emissão 2ª Série em 11/06/2025	11/06/2025 a 11/06/2032	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro	CDI + 0,58% a.a.	Principal anual a partir de Junho/2031 e juros semestral	4.470		600.000	604.470						-
(-) Custos de emissão				(2.190)		11/06/2025 a 11/06/2032			Amortização mensal			(2.190)	(2.190)						-
Total moeda nacional										100.095	284.128	3.132.942	3.497.165	108.262	1.196.636	2.355.698			3.660.596

As debêntures estão demonstradas pelo valor líquido dos custos de transação incorridos e são subsequentemente mensurados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, a exceção da 10ª emissão que está mensurada a valor justo considerando opção irrevogável de mensuração no reconhecimento inicial decorrente de contratação de derivativo de swap, com a finalidade de evitar descasamento de mensuração entre os instrumentos financeiros e da 7ª emissão mensurada a valor justo considerando expediente de aplicação de hedge de valor justo.

Os pagamentos de juros das dívidas estão sendo apresentados como atividade de financiamento na demonstração de fluxo de caixa.

As debêntures não possuem garantias.

Notas explicativas
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)
18.2 Movimentação das debêntures

	Valor líquido em 31/12/2024	Ingressos	Pagamentos	Juros provisionados	Transferências	Ajuste a valor de mercado	Amortização do custo de transação	Variação monetária	Valor líquido em 31/12/2025
Circulante									
Principal	1.198.110		(1.420.096)		446.667	7.471		34.516	266.668
Juros	108.262		(439.254)	431.087					100.095
Custo de transação	(1.474)				(4.720)		3.654		(2.540)
	<u>1.304.898</u>	<u>-</u>	<u>(1.859.350)</u>	<u>431.087</u>	<u>441.947</u>	<u>7.471</u>	<u>3.654</u>	<u>34.516</u>	<u>364.223</u>
Não circulante									
Principal	2.382.698	1.200.000			(446.667)			21.385	3.157.416
Custo de transação	(27.000)	(2.194)			4.720				(24.474)
	<u>2.355.698</u>	<u>1.197.806</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(441.947)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>21.385</u>	<u>3.132.942</u>

18.3 Vencimento das parcelas

Circulante	
2026	364.223
Total	364.223
Não circulante	
2027	514.111
2028	514.996
2029	564.132
2030	366.201
2031	364.486
2032	809.016
	<u>3.132.942</u>
Total	3.497.165

As emissões realizadas pela Companhia não são conversíveis em ação e foram emitidas de acordo com a Instrução CVM nº 160/22, ou seja, referem-se a ofertas públicas distribuídas com esforços restritos.

As principais cláusulas prevendo a rescisão dos contratos estão descritas abaixo, enquanto que a totalidade das cláusulas pode ser consultada no prospecto ou na escritura da emissão:

• Para todas as emissões:

- (i) Falência formulada pela Emissora;
- (ii) Decretação de falência da Emissora, pedido de recuperação judicial ou extrajudicial;
- (iii) Se a Emissora propuser plano de recuperação extrajudicial a qualquer credor ou classe de credores, independentemente de ter sido requerida ou obtida homologação judicial do referido plano; ou se a Emissora ingressar em juízo com requerimento de recuperação judicial, independentemente de deferimento do processamento da recuperação ou de sua concessão pelo juiz competente;
- (iv) Perda da concessão para distribuição de energia elétrica;
- (v) Cisão, fusão, incorporação, incluindo incorporação de ações, ou qualquer forma de reorganização societária envolvendo a Emissora, exceto: a) com relação à fusão, incorporação, incorporação de ações, ou qualquer forma de reorganização societária envolvendo a Emissora, desde que não haja Alteração de Controle; ou b) se tiver sido obtida a anuência prévia dos Debenturistas representando, no mínimo, 2/3 das Debêntures em Circulação;
- (vi) Redução de capital social da Emissora, exceto se a operação tiver sido previamente aprovada pelos Debenturistas representando, no mínimo, 2/3 das Debêntures em Circulação;
- (vii) Distribuição de dividendos em montante superior ao dividendo mínimo obrigatório, aprovação de resgate ou amortização de ações ou realização de pagamentos a seus acionistas sob obrigações contratuais, sempre que a Emissora estiver em descumprimento com qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura de Emissão;
- (viii) Se a EDP - Energias do Brasil deixar de ser a controladora da Emissora, exceto se a operação tiver sido previamente aprovada pelos Debenturistas representando, no mínimo, 2/3 das debêntures em circulação;
- (ix) Pedido de falência formulado por terceiros em face da Emissora e não devidamente solucionado por meio de depósito judicial e/ou elidido no prazo legal e/ou contestado pela Emissora de boa-fé no prazo legal, nas hipóteses para as quais a Lei não exija depósito elisivo; e
- (x) Transformação da forma societária da Emissora de modo que ela deixe de ser uma sociedade por ações, nos termos dos artigos 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações.

• Específicas para as 7ª e 8ª emissões:

- (i) Falta de pagamento, pela Emissora de qualquer obrigação pecuniária relativa às debêntures e/ou à Escritura de Emissão na respectiva data de pagamento prevista na escritura, não sanado no prazo de 2 dias úteis contados da data do respectivo vencimento;
- (ii) Declaração de vencimento antecipado de qualquer obrigação pecuniária da Emissora no mercado local ou internacional, nos termos de um ou mais instrumentos financeiros, em montante superior a R\$75.000 ou seu equivalente em outras moedas;
- (iii) Celebração de contratos de mútuo pela Emissora, na qualidade de mutuante, sem prévia e expressa anuência dos Debenturistas que representem, no mínimo, 2/3 das debêntures em circulação, com quaisquer sociedades nacionais ou estrangeiras, integrantes do seu grupo econômico, em valor individual ou agregado superior a R\$100.000, ou o seu equivalente em outras moedas;
- (iv) Protesto de títulos contra a Emissora, cujo valor individual ou global ultrapasse R\$75.000 ou o seu equivalente em outras moedas, salvo se no prazo de 10 dias contados do conhecimento pela Emissora de referido protesto a Emissora tiver tomado medidas cabíveis e comprovado ao Agente Fiduciário que: a) o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiro ou era ilegítimo; b) o protesto seja cancelado, ou, ainda; c) o protesto tenha a sua exigibilidade suspensa por medida judicial cabível; e
- (v) Descumprimento, pela Emissora, da manutenção do índice financeiro Dívida líquida em relação ao EBITDA ajustado¹ na data de apuração, 31 de dezembro de cada ano, sendo não superior a 3,5.

• Específica para as 10ª e 11ª emissões:

- (i) Descumprimento pela Emissora, da manutenção do índice financeiro de relação Dívida Líquida ajustada²/EBITDA ajustado, na data de apuração 31 de dezembro de cada ano, sendo não superior a 4,0.

• Específica para a 10ª emissão:

- (i) Celebrar contratos de mútuos pela Emissora, na qualidade de mutuante, sem a prévia e expressa anuência dos Debenturistas de, no mínimo, 2/3 das debêntures em circulação, com quaisquer sociedades, em valor individual ou agregado superior a R\$200.000.

• Específicas para a 11ª emissão:

- (i) Celebrar contratos de mútuos pela Emissora, na qualidade de mutuante, sem a prévia e expressa anuência dos Debenturistas de, no mínimo, 2/3 das debêntures em circulação, com quaisquer sociedades, em valor individual ou agregado superior a R\$100.000;

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

(ii) Protesto de títulos contra a Emissora, cujo valor individual ou global ultrapasse R\$100.000 ou o seu equivalente em outras moedas, salvo se no prazo de 10 dias contados do conhecimento pela Emissora de referido protesto a Emissora tiver tomado medidas cabíveis e comprovado ao Agente Fiduciário que: a) o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiro ou era ilegítimo; b) o protesto seja cancelado, ou, ainda; c) o protesto tenha a sua exigibilidade suspensa por medida judicial cabível; e

(iii) Declaração de vencimento antecipado de qualquer obrigação pecuniária da Emissora no mercado local ou internacional, nos termos de um ou mais instrumentos financeiros, em montante superior a R\$100.000 ou seu equivalente em outras moedas.

• Específicas para a 12ª emissão:

(i) não atendimento, pela Emissora, em qualquer momento durante a vigência das Debêntures, do índice financeiro obtido pela divisão Dívida Líquida / EBITDA Ajustado menor ou igual a 4,0 (quatro inteiros) ("Índice Financeiro"), a ser acompanhado em 31 de dezembro de cada ano;

(ii) Celebrar contratos de mútuos pela Emissora, na qualidade de mutuante, sem a prévia e expressa anuência dos Debenturistas de, no mínimo, 2/3 das debêntures em circulação, com quaisquer sociedades, em valor individual ou agregado superior a (a) até 31 de dezembro de 2025 (inclusive), R\$ 100.000 e (b) após 31 de dezembro de 2025 (exclusive), R\$ 200.000;

(iii) Protesto de títulos contra a Emissora, cujo valor individual ou global ultrapasse R\$100.000 ou o seu equivalente em outras moedas, salvo se no prazo de 30 dias contados do conhecimento pela Emissora de referido protesto a Emissora tiver tomado medidas cabíveis e comprovado ao Agente Fiduciário que: a) o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiro ou era ilegítimo; b) o protesto seja cancelado, ou, ainda; c) o protesto tenha a sua exigibilidade suspensa por medida judicial cabível;

(iv) Declaração de vencimento antecipado de qualquer obrigação pecuniária da Emissora no mercado local ou internacional, nos termos de um ou mais instrumentos financeiros, em montante superior a R\$100.000 ou seu equivalente em outras moedas; e

(v) A Companhia deverá realizar o resgate antecipado obrigatório da totalidade das Debêntures, com o consequente cancelamento delas ("Resgate Antecipado Obrigatório"), caso o poder concedente não tenha se manifestado formalmente sobre a prorrogação do Contrato de Concessão da Emissora até 17 de outubro de 2024 (inclusive) ("Não Renovação da Concessão"), sendo certo que o prazo máximo para realização do Resgate Antecipado Obrigatório será até 17 de janeiro de 2025.

• Específicas para as 13ª e 14ª emissões:

(i) Falta de pagamento, pela Emissora, de qualquer obrigação pecuniária relativa às Debêntures e/ou a esta Escritura de Emissão na respectiva data de pagamento prevista nesta Escritura de Emissão, não sanada no prazo de até 5 (cinco) Dias Úteis contados da data do respectivo inadimplemento;

(ii) Celebração de contratos de mútuo pela Emissora, na qualidade de mutuante, sem a prévia e expressa anuência dos Debenturistas nos termos previstos na Cláusula 6.6. abaixo, com quaisquer sociedades, nacionais ou estrangeiras, integrantes do seu grupo econômico (intercompany loans), em valor individual ou agregado superior a até 31 de dezembro de 2025 (inclusive), R\$100.000; entre 31 de dezembro de 2025 (exclusive) até 31 de dezembro de 2026 (inclusive), R\$200.000 e após 31 de dezembro de 2026 (exclusive), R\$500.000, observado o disposto na Cláusula 7.1, item abaixo;

(iii) Caso a EDP Brasil deixe de ser a controladora da Emissora, assim entendido como a acionista que possui, direta ou indiretamente: (i) pelo menos 50% (cinquenta por cento) mais 1 (uma) ação do capital votante da Emissora; e/ou (ii) participação societária que lhe assegure o direito de eleger a maioria dos membros do conselho de administração ou diretoria da Emissora ("Alteração de Controle"), em todos os casos, exceto se a operação tiver sido previamente aprovada pelos Debenturistas;

(iv) Questionamento judicial, pela Emissora e/ou por qualquer entidade pertencente ao grupo econômico da Emissora, sobre a validade e/ou executabilidade desta Escritura de Emissão;

(v) Expropriação, nacionalização, desapropriação ou qualquer meio de aquisição compulsória, por qualquer autoridade governamental, da totalidade ou parte substancial dos ativos da Emissora, que possa acarretar um Efeito Adverso Relevante (conforme abaixo definido), cujos efeitos não sejam suspensos e em até 30 (trinta) dias corridos contados da data de quaisquer desses eventos;

(vi) Redução de capital social da Emissora, exceto se a operação tiver sido previamente aprovada pelo Debenturistas nos termos previstos na Cláusula 6.6. abaixo, conforme disposto no artigo 174, parágrafo 3º, da Lei das S.A., ou se for realizada para absorção de prejuízos;

(vii) Distribuição de dividendos em montante superior ao dividendo mínimo obrigatório, conforme previsto no artigo 202 da Lei das S.A.; (b) aprovação de resgate ou amortização de ações; ou (c) realização de pagamentos a seus acionistas sob obrigações contratuais. Em qualquer das hipóteses mencionadas neste inciso, sempre que a Emissora estiver em descumprimento com qualquer obrigação pecuniária prevista nesta Escritura de Emissão;

(viii) Protesto de títulos contra a Emissora, cujo valor individual ou global ultrapasse R\$200.000, salvo se no prazo de 30 (trinta) dias contados da data em que a Emissora tiver sido intimada de referido protesto a Emissora tiver tomado medidas cabíveis para: (a) comprovar que o protesto foi efetuado por erro ou má-fé de terceiro ou era ilegítimo; (b) que o protesto seja cancelado; ou, ainda, (c) que o protesto tenha a sua exigibilidade suspensa por sentença judicial;

(ix) Se a Emissora vender, ceder, locar ou de qualquer forma alienar a totalidade ou parte relevante de seus ativos, por qualquer meio, de forma gratuita ou onerosa, salvo se no curso normal de seus negócios, de forma que afete substancialmente e de forma adversa a capacidade de pagamento da Emissora de suas obrigações relativas às Debêntures, nos termos desta Escritura de Emissão, seja em uma única transação ou em uma série de transações, relacionadas ou não, em todo caso cujo montante seja igual ou superior a R\$200.000;

(x) Descumprimento, pela Emissora, de sentença judicial transitada em julgado ou de qualquer decisão ou sentença arbitral não sujeita a recurso com efeito suspensivo contra a Emissora que, cumulativamente, (a) tenha valor, individual ou agregado, igual ou superior a R\$200.000; e (b) a critério dos Debenturistas reunidos em Assembleia Geral de Debenturistas, seja capaz de colocar em risco o cumprimento das obrigações assumidas pela Emissora no âmbito da Emissão, sendo certo que caso referida Assembleia Geral de Debenturistas não seja instalada, a presente Hipótese de Vencimento Antecipado Não Automático restará caracterizada;

(xi) Inadimplemento, a partir da presente data, pela Emissora, de obrigações pecuniárias, nos termos de um ou mais instrumentos financeiros cujo valor individual ou agregado seja igual ou superior ao montante total de R\$200.000, observado o prazo de cura dos respectivos instrumentos financeiros;

(xii) Declaração de vencimento antecipado de qualquer obrigação pecuniária da Emissora no mercado local ou internacional, em montante igual ou superior a R\$200.000; e

(xiii) Não atendimento, pela Emissora, em qualquer momento durante a vigência das Debêntures, do índice financeiro obtido pela divisão Dívida Líquida / EBITDA Ajustado menor ou igual a 4,0 (quatro inteiros) ("Índice Financeiro"), a ser acompanhado anualmente pelo Agente Fiduciário com base nas memórias de cálculo que serão disponibilizadas pela Emissora, sendo que o primeiro acompanhamento anual pelo Agente Fiduciário ocorrerá com relação às demonstrações financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, observado, para fins de cálculo do Índice Financeiro os conceitos abaixo. Caso a Emissora realize novas emissões de dívida ou contraia qualquer outro tipo de endividamento que contenha restrição de Dívida Líquida / EBITDA Ajustado menor do que 4,0 (quatro inteiros), o Índice Financeiro a ser observado nesta Emissão passa a ser, a partir da data de celebração ou contratação do instrumento de dívida, automaticamente considerado como menor ou igual ao menor dos Índices Financeiros que a Emissora disponha nos demais instrumentos de dívida, devendo a Emissora notificar, em até 30 (trinta) dias contados da celebração do instrumento de dívida, o Agente Fiduciário sempre que celebrar os demais instrumentos de dívida cujo Índice Financeiro seja menor do que 4,0 (quatro inteiros). "Dívida Líquida" significa a dívida financeira total (incluindo mútuos), subtraídas as disponibilidades em caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, títulos e valores mobiliários, desde que classificados no ativo de curto prazo nas demonstrações financeiras.

• Específicas para as 14ª e 15ª emissões:

(i) Rescisão, caducidade ou encampação do Contrato de Concessão;

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)

A Emissora estará dispensada de realizar o Resgate Antecipado Obrigatório caso, até 17 de abril de 2025, seja obtida a aprovação societária da controladora ("EDP Brasil", "Garantia Corporativa" e "Constituição Garantia Corporativa", respectivamente) para outorga da garantia fidejussória corporativa a fim de garantir as obrigações das Debêntures e tal aprovação societária tenha sido arquivada perante a JUCEES. Em 16 de julho de 2025, as Partes deverão celebrar um aditamento à presente Escritura de Emissão para a Constituição Garantia Corporativa, nos termos do Anexo I ("Constituição Garantia"). Tal aditamento à Escritura de Emissão deverá ser arquivado na JUCEES, nos termos da Cláusula 2.4 acima, e no cartório de registro de títulos e documentos competente, devendo ser realizado o registro no cartório pela Emissora, às suas expensas, nos termos do artigo 130 da Lei nº 6.015, de 31 de dezembro de 1973, conforme alterada, no prazo de 30 dias úteis contados da respectiva data de assinatura. Caso após a aprovação da Garantia Corporativa e até 16 de julho de 2025, a Concessão seja formalmente prorrogada, com vencimento posterior à Data de Vencimento da Emissão, ou seja formalmente estabelecida uma nova concessão para os mesmos fins da Concessão anterior, com vencimento posterior à Data de Vencimento da Emissão, a obrigação de constituir a Garantia Corporativa e, portanto, de celebrar o aditamento à Escritura de Emissão, deixará de ter qualquer validade e eficácia.

O Resgate Antecipado Obrigatório será realizado nos termos da Cláusula 5.1.1 acima, observadas as mesmas formalidades descritas nas Cláusulas 5.1.2 e 5.1.3 também acima. Na hipótese de Resgate Antecipado Obrigatório, a Emissora não pagará qualquer prêmio de resgate aos Debenturistas. Caso, após a Constituição Garantia Corporativa, a Concessão seja formalmente prorrogada, com vencimento posterior à Data de Vencimento da Emissão ou seja formalmente estabelecida uma nova concessão para os mesmos fins da Concessão anterior, com vencimento posterior à Data de Vencimento da Emissão ("Condição Resolutiva da Garantia Corporativa"), a Garantia Corporativa será automaticamente extinta e resolvida, nos termos do artigo 474 do Código Civil, de modo que a controladora será automática e integralmente exonerada de suas obrigações enquanto garantidora da presente Emissão, na data da concretização da Condição Resolutiva da Garantia Corporativa, devendo referida exoneração ser refletida nos documentos da Emissão mediante a celebração de aditamento à presente Escritura de Emissão, nos termos do Anexo II ("Liberação da Garantia Corporativa"). Não será admitido o Resgate Antecipado Obrigatório parcial das Debêntures. Caso após 17 de janeiro de 2025 (inclusive), a Emissora já tenha realizado a Comunicação de Resgate, mas antes da data de realização do Resgate Antecipado Obrigatório, a Condição Resolutiva da Garantia Corporativa ocorra, a Emissora poderá cancelar o Resgate Antecipado Obrigatório.

(ii) Não atendimento, pela Emissora, em qualquer momento durante a vigência das Debêntures, do índice financeiro obtido pela divisão Dívida Líquida / EBITDA Ajustado menor ou igual a (a) 4,0, até o exercício social a ser encerrado em 31 de dezembro de 2029 (inclusive); e (b) 4,25, a partir do exercício social a ser encerrado em 31 de dezembro de 2030 (inclusive) ("Índice Financeiro"), a ser acompanhado anualmente pelo Agente Fiduciário com base nas memórias de cálculo que serão disponibilizadas pela Emissora, sendo que o primeiro acompanhamento anual pelo Agente Fiduciário ocorrerá com relação às demonstrações financeiras referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, observado, para fins de cálculo do Índice Financeiro os conceitos abaixo.

• Específica para as 14^a, 15^a e 16^a emissões:

Caso a Emissora realize novas emissões de dívida ou contraia qualquer outro tipo de endividamento que contenha restrição de Dívida Líquida / EBITDA Ajustado menor ou igual a (a) 4,0, até o exercício social a ser encerrado em 31 de dezembro de 2029 (inclusive); e (b) 4,25, a partir do exercício social a ser encerrado em 31 de dezembro de 2030 (inclusive), o Índice Financeiro a ser observado nesta Emissão passa a ser, a partir da data de celebração ou contratação do instrumento de dívida, automaticamente considerado como menor ou igual ao menor dos Índices Financeiros que a Emissora disponha nos demais instrumentos de dívida, devendo a Emissora notificar, em até 30 dias contados da celebração do instrumento de dívida, o Agente Fiduciário sempre que celebrar os demais instrumentos de dívida cujo Índice Financeiro seja menor do que os indicados acima, conforme aplicável. "Dívida Líquida" significa a dívida financeira total (incluindo mútuos), subtraídas as disponibilidades em caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, títulos e valores mobiliários, desde que classificados no ativo de curto prazo nas demonstrações financeiras; e "EBITDA Ajustado" é o resultado antes das despesas financeiras, impostos, depreciação e amortização, ajustado com os ativos e passivos de CVA – Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" – Sobrecontratação e neutralidade dos encargos setoriais, apurado nas demonstrações financeiras.

• Específica para as 15^a e 16^a emissões:

Celebração de contratos de mútuo pela Emissora, na qualidade de mutuante, sem a prévia e expressa anuência dos Debenturistas nos termos previstos na Cláusula 9.5.1 (iii) abaixo, com quaisquer sociedades, nacionais ou estrangeiras, integrantes do seu grupo econômico (intercompany loans), em valor individual ou agregado superior a (x) até 31 de dezembro de 2025 (inclusive), R\$100.000; (y) entre 31 de dezembro de 2025 (exclusive) até 31 de dezembro de 2026 (inclusive), R\$200.000; (w) entre 31 de dezembro de 2026 (exclusive) até 31 de agosto de 2031 (inclusive), R\$500.000; e (z) após 31 de agosto de 2031 (exclusive), caso a Emissora esteja cumprindo com o Índice Financeiro, com base no último acompanhamento anual do Agente Fiduciário, a Emissora poderá emitir novos contratos de mútuo na qualidade de mutuante, limitado ao valor agregado de até R\$800.000. Em caso de inadimplemento do Índice Financeiro, ficam vedadas: (i) novas concessões de mútuos que resultem em um valor individual ou agregado acima de R\$500.000; e (ii) caso o valor esteja acima de R\$500.000, ficam vedadas novas renovações de mútuos que resultem em valores superiores a R\$500.000.

¹ O EBITDA ajustado significa "o resultado antes das despesas financeiras, impostos, depreciação e amortização, ajustado com os ativos e passivos da Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" - CVA, sobrecontratação e neutralidade dos encargos setoriais".

² A Dívida Líquida ajustada não considera em seu cálculo as operações de mútuos com partes relacionadas.

A Administração da Companhia faz o acompanhamento de todas as cláusulas restritivas e no exercício findo em 31 de dezembro de 2025 encontram-se em conformidade com os respectivos contratos de debêntures.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



19 Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas
19.1 Composição do saldo de Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

	Valor contratado	Data da contratação	Valor liberado	Vigência do contrato	Finalidade	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	31/12/2025			31/12/2024			
										Encargos	Principal	Total	Encargos	Principal	Total	
Moeda Nacional																
BNDES - FINEM / Nº 17.2.0296.1	354.078	05/09/2017	174.093	05/09/2017 a 15/06/2025	Programa de investimentos no triênio de 2016 a 2018	Divida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	TJLP + 2,96% a.a. IPCA + 3,23% a.a.	a)Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal; b)Principal e juros anuais.	a. Cessão fiduciária de no mínimo 130% do valor da prestação vincenda do mês subsequente; b. Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil.	-	1.142	34.156	-	1.142	34.156	35.298
(-) Custo de transação		05/09/2017	(2.676)	05/09/2017 a 15/06/2025				Amortização mensal do custo de transação						(27)	(27)	
Total moeda nacional										-	-	-	1.142	34.129	35.271	
Moeda estrangeira																
4131 Itaú - SWAP	83.318 USD	18/07/2023	83.318 USD	18/07/2023 a 07/07/2025	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida		USD + 6,788% a.a.	Juros semestral e Principal parcela única no final		-	12.475	516.853	-	12.475	516.853	529.328
4131 Scotiabank - SWAP	60.815 USD	30/08/2023	60.815 USD	30/08/2023 a 14/07/2025	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida	Divida Líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 4,0, apurado anualmente em Dezembro.	USD + 7,0570% a.a.	Juros semestral e Principal parcela única no final		-	16.149	377.309	-	16.149	377.309	393.458
4131 Scotiabank - SWAP	32.200 USD	07/08/2025	32.200 USD	07/08/2025 a 07/08/2026	Capital de Giro	Divida Líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 4,0, apurado anualmente em Dezembro.	USD + 4,5520% a.a.	Juros semestral e Principal parcela única no final		3.248	177.179	180.427				-
4131 Scotiabank - SWAP	102.899 USD	09/12/2025	102.899 USD	09/12/2025 a 09/12/2026	Capital de Giro	Divida Líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 4,0, apurado anualmente em Dezembro.	USD + 4,0690% a.a.	Juros semestral e Principal parcela única no final		1.345	559.526	560.871				-
Total moeda estrangeira										4.593	736.705	741.298	28.624	894.162	922.786	
Total geral										4.593	736.705	741.298	29.766	928.291	958.057	

(i) O EBITDA Ajustado significa "o resultado antes das despesas financeiras, impostos, depreciação e amortização, ajustado com os ativos e passivos da Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" - CVA, sobrecontratação e neutralidade dos encargos setoriais".

Os empréstimos e financiamentos são demonstrados pelo valor líquido dos custos de transação incorridos e são subsequentemente mensurados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva.

Os pagamentos de juros das dívidas estão sendo apresentados como atividade financiamento na demonstração de fluxo de caixa.

Em 31 de dezembro de 2025, não houve valor referente às garantias dos empréstimos e financiamentos na Companhia devido a liquidação do mesmo (R\$35.298 em 31 de dezembro de 2024).

Em 31 de dezembro de 2025, a Companhia encontra-se em pleno atendimento de todas as cláusulas restritivas previstas nos contratos de empréstimos e financiamentos.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

19.2 Movimentação dos empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

	Valor líquido em		Juros provisionados	Amortização do custo de transação	Variação monetária	Transfêrências	Ajuste a valor de mercado	Valor líquido em
	31/12/2024	Ingressos						
Circulante								
Principal	928.318		(824.203)		(89.991)	730.000	(7.419)	736.705
Juros	29.766		(59.595)	34.422				4.593
Custo de transação	(27)							-
	<u>958.057</u>	<u>-</u>	<u>(883.798)</u>	<u>34.422</u>	<u>(89.991)</u>	<u>730.000</u>	<u>(7.419)</u>	<u>741.298</u>
Não circulante								
Principal	-	730.000				(730.000)		-
	<u>-</u>	<u>730.000</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(730.000)</u>	<u>-</u>	<u>-</u>

19.3 Vencimento das parcelas

Vencimento	Estrangeira
Circulante	
2026	741.298
Total	741.298

20 Benefícios pós-emprego

A Companhia mantém atualmente planos de suplementação de aposentadoria e pensão em favor dos colaboradores e ex-colaboradores e outros benefícios pós-emprego, compostos por assistência médica, seguro de vida, Auxílio de Incentivo à Aposentadoria - AIA e outros benefícios a aposentados.

Conforme estabelecido pela Deliberação CVM nº 110/22, a contabilização de Benefícios pós-emprego deve ocorrer com base nas regras estabelecidas no CPC 33 (R1). Para atendimento a essa exigência a Companhia contratou atuários independentes para realização de avaliação atuarial, segundo o Método do Crédito Unitário Projetado.

A Companhia reconhece as obrigações dos planos de benefício definido se o valor presente da obrigação, na data das demonstrações contábeis intermediárias, é maior que o valor justo dos ativos do plano. Os ganhos e perdas atuariais gerados por ajustes e alterações nas premissas atuariais dos planos de Benefício definido são reconhecidos no período em que ocorrem diretamente no Patrimônio líquido na rubrica Outros resultados abrangentes. Os custos com serviços passados são reconhecidos no período em que ocorrem, integralmente no resultado na rubrica de Pessoal, e o resultado financeiro do benefício é calculado sobre o déficit/superávit atuarial utilizando a taxa de desconto do laudo vigente.

Para os casos em que o plano se torne superavitário e exista a necessidade de reconhecimento de um ativo, tal reconhecimento é limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos ou reduções futuras nas contribuições ao plano, conforme legislação vigente e regulamento do plano.

As obrigações dos planos do tipo Contribuição definida são reconhecidas como despesa de pessoal no resultado do exercício em que os serviços são prestados.

	Nota	Circulante		Não circulante	
		31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Auxílio Incentivo à Aposentadoria - AIA	20.1.2.1	178	229		
Assistência médica, seguro de vida e outros benefícios	20.1.2.1	50.948	48.637	536.615	515.652
		<u>51.126</u>	<u>48.866</u>	<u>536.615</u>	<u>515.652</u>

20.1 Planos de suplementação de aposentadoria e pensão

São administrados pelo IFM - Itajubá Fundo Multipatrocinado, entidade fechada de previdência complementar patrocinado pelas empresas do Grupo EDP - Energias do Brasil e cadastrado no CNPB (Cadastro Nacional de Planos de Benefícios da Previdência Complementar) na Superintendência Nacional de Previdência Complementar - PREVIC. Tem por finalidade gerir e administrar um conjunto de planos de benefícios previdenciários em favor dos colaboradores e ex-colaboradores da Companhia, sendo assegurados os direitos e deveres dos participantes, assistidos e pensionistas, previstos nos regulamentos.

20.1.1 Planos de Benefício definido e Contribuição variável

- Plano Escelsos I estruturado na modalidade de Benefício definido (vigente para adesões até 31 de maio de 1998): O Plano de custeio é sustentado por contribuições da patrocinadora, que correspondem ao dobro das contribuições dos participantes limitado a 7% da folha de salários. Concede renda vitalícia reversível em pensão, na base de até 100% da média salarial mensal real, referente aos últimos 36 meses de atividade.

- Plano Escelsos II estruturado na modalidade de Contribuição variável (vigente para adesões até 1º de novembro de 2006): O Plano de custeio é sustentado paritariamente por contribuições da patrocinadora e do participante, conforme o regulamento do plano. É um plano previdenciário que, até a concessão da renda vitalícia, reversível (ou não) em pensão, é do tipo Contribuição variável, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a Companhia. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível (ou não) em pensão, se for essa a escolha do participante, é que o plano previdenciário pode passar a ser do tipo Benefício definido e, portanto, gerando responsabilidade atuarial à Companhia. O participante pode escolher também a opção de renda financeira, não gerando responsabilidade atuarial para a Companhia.

20.1.1.1 Avaliação atuarial

Uma série de premissas podem ter sua realização diferente do calculado na avaliação atuarial devido a fatores como mudanças nas premissas econômicas ou demográficas e mudanças nas disposições dos planos ou da legislação aplicável a planos de previdência.

As obrigações dos planos são calculadas utilizando uma taxa de desconto que é estabelecida com base na rentabilidade de títulos do governo. Desta forma, caso a rentabilidade dos ativos dos planos seja diferente da rentabilidade do Tesouro IPCA+ (antiga NTN-B) com *duration* similar a do benefício, haverá um ganho ou perda atuarial aumentando ou diminuindo o déficit/superávit atuarial destes benefícios.

As práticas de investimento dos planos se pautam pela busca e manutenção de ativos líquidos e dotados de rentabilidade necessária para cumprir estas obrigações no curto, médio e longo prazo, mantendo um equilíbrio entre os ativos e os compromissos do passivo com o objetivo de gerar uma liquidez compatível com o crescimento e a proteção do capital, visando garantir o equilíbrio de longo prazo entre os ativos e as necessidades ditas pelos fluxos atuariais futuros.

A avaliação atuarial realizada na data-base 31 de dezembro de 2025 demonstrou que, nos Planos do tipo Benefício definido, o valor presente das obrigações atuariais, líquido do valor justo dos ativos, apresenta-se superavitário. O superávit possui restrição no seu reconhecimento decorrente de premissas estabelecidas no CPC 33 (R1), relacionadas as condições regulatórias para sua realização. Dessa forma, a PREVIC de acordo com artigo 1º diz que as entidades fechadas de previdência complementar (EFPC) devem observar as orientações e os procedimentos estabelecidos na instrução para o cumprimento do disposto na Resolução CNPC nº 30/18, quanto à apuração de resultado, à destinação e à utilização de superávit, ao equacionamento de déficit, à realização dos estudos técnicos e aos parâmetros técnico-atuariais dos planos de benefícios de caráter previdenciário que administram.

Sobre a distribuição do superávit, o artigo 20 determina a revisão obrigatória do plano de benefícios e, caso haja resultado positivo em reserva especial nos últimos três exercícios, haverá um plano de distribuição e a patrocinadora poderá utilizar a parte que lhe cabe para abater contribuições, até o final do exercício subsequente.

Segue abaixo a movimentação do saldo no exercício para os Planos Escelsos I e II:

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)

	Plano I		Plano II	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Valor presente das obrigações total ou parcialmente cobertos	(121.512)	(135.523)	(63.066)	(73.926)
Valor justo dos ativos	193.650	201.080	146.902	146.978
Superávit	72.138	65.557	83.836	73.052
Restrição no reconhecimento do Ativo	(45.099)	(42.027)	(56.412)	(47.615)
Saldo inicial - Outros créditos - Benefícios pós-emprego	27.039	23.530	27.424	25.437
Despesa Operacional reconhecida no exercício			(29)	(64)
Despesa Financeira reconhecida no exercício	3.088	2.219	3.034	2.294
Ganhos/(perdas) atuariais	1.757	1.290	(3.066)	(243)
Saldo final - Outros créditos - Benefícios pós-emprego	31.884	27.039	27.363	27.424

20.1.1.2 Conciliação dos ativos e passivos atuariais

	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	Restrições de reconhecimento do ativo	Ativo reconhecido
Saldos em 31 de dezembro de 2024	(180.662)	329.498	(96.032)	54.463
Custo do serviço corrente	(29)			(29)
Custo dos juros	(19.881)	37.595	(11.592)	6.122
Ganhos/(perdas) atuariais	(12.714)	(22.891)	34.296	(1.309)
Saldos em 31 de dezembro de 2025	(213.286)	344.202	(73.328)	59.247

Devido à situação superavitária destes planos, não há contribuições esperadas da EDP Espírito Santo para os próximos 12 meses.

Para estes planos o saldo de perda atuarial, líquido de imposto de renda e contribuição social, em 31 de dezembro de 2025 é de R\$864 (ganho atuarial de R\$1.198 em 31 de dezembro de 2024). A perda apurada na avaliação atuarial efetuada em 31 de dezembro de 2025 é decorrente dos efeitos da redução na taxa de desconto devido as condições atuais de mercado.

20.1.1.3 Vencimentos dos planos de benefício

Os vencimentos dos planos de benefício, calculado nas avaliações atuariais, estimam o seguinte fluxo futuro de pagamentos de benefícios pelo plano, para os próximos 10 anos:

Vencimento	Plano I	Plano II
Circulante		
2026	14.837	6.837
	14.837	6.837
Não circulante		
2027	14.740	6.978
2028	14.588	7.108
2029	14.380	7.224
2030	14.114	7.321
2031 a 2035	64.604	37.209
	122.426	65.840
Total	137.263	72.677

20.1.1.4 Despesas líquidas

Os efeitos da revisão das avaliações atuariais reconhecidos no resultado e em outros resultados abrangentes, ambos em contrapartida a rubrica de Benefícios pós-emprego são os seguintes:

	Nota	2025	2024
Custo do serviço			
Custo do serviço corrente		29	64
Custo dos juros	26	(6.122)	(4.513)
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos no resultado		(6.093)	(4.449)
Remensuração do valor líquido do passivo de benefício definido			
Retorno sobre ativos do plano (excluindo valores incluídos em despesa financeira líquida)		22.891	16.385
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de ajuste de experiência		10.979	1.000
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas financeiras		1.735	(23.452)
Ajustes a restrições ao ativo de benefício definido		(34.296)	4.869
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos em outros resultados abrangentes		1.309	(1.198)
Total		(4.784)	(5.647)

O custo do serviço passado reconhecido na avaliação atuarial de 31 de dezembro de 2025 é decorrente de alterações na cláusula 25ª do acordo coletivo de trabalho de 2023, mudança de operadora do plano odontológico e alteração de sua modalidade de pagamento.

20.1.1.5 Classes de ativos

As principais classes de ativos dos planos estão segregadas conforme a seguir:

Classe de ativo	Mercado ativo	2025		2024	
Títulos de dívida	Cotado	91,63%	88,57%		
Ações	Cotado	8,04%	10,94%		
Outros	Não cotado	0,33%	0,49%		
Total		100,00%	100,00%		

20.1.1.6 Participantes

Estes planos têm a seguinte composição de participantes:

	2025		2024	
	Plano I	Plano II	Plano I	Plano II
Participantes ativos		123		137
Participantes assistidos				
Com benefícios diferidos		14		14
Aposentados e pensionistas	603	155	608	155
	603	169	608	169
Total	603	292	608	306

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)

20.1.1.7 Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade decorrente de risco de variação na taxa de desconto e na tábua de mortalidade é expressa a seguir, considerando apenas a alteração nas hipóteses mencionadas em cada linha:

Análise de sensibilidade	Obrigações dos planos	
	Plano I	Plano II
Pressupostos Centrais	125.477	71.909
Taxa de desconto		
Aumento em 0,5%	121.377	69.376
Redução em 0,5%	127.368	73.505
Mortalidade		
Se os membros do plano fossem um ano mais novo do que sua idade real	127.687	72.847
Fator de envelhecimento		
Aumento em 0,5%		
Redução em 0,5%		

20.1.1.8 Premissas

As principais premissas utilizadas nas avaliações atuariais foram as seguintes:

Econômicas	31/12/2025		31/12/2024	
	Plano I	Plano II	Plano I	Plano II
Taxa de desconto - nominal	11,32% a.a.	11,15% a.a.	11,42% a.a.	11,42% a.a.
Crescimentos salariais futuros	n/a	4,30% a.a.	n/a	4,30% a.a.
Crescimento dos planos de benefícios	3,50% a.a.	3,50% a.a.	3,50% a.a.	3,50% a.a.
Inflação médica de longo prazo	n/a	n/a	n/a	n/a
Inflação	3,80% a.a.	3,80% a.a.	3,50% a.a.	3,50% a.a.
Demográficas				
Tábua de mortalidade	AT-2000	AT-2012	AT-2000	AT-2012
Tábua de mortalidade de inválidos	MI2006	MI2006	MI2006	MI2006
Tábua de entrada em invalidez	n/a	TASA 1927	n/a	TASA 1927

20.1.2 Plano de Contribuição definida

A Companhia e as demais empresas do Grupo EDP - Energias do Brasil são patrocinadoras do Plano Energias do Brasil administrado pelo IFM - Itajubá Fundo Multipatrocinado, o qual encontra-se aberto para adesão de novos participantes. Neste plano, o participante pode contribuir com o percentual fixo de 1% até 7% do salário de contribuição, no qual o percentual da contribuição das patrocinadoras em seu favor no referido plano também ocorrerá na mesma proporção, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a Companhia e as demais patrocinadoras. Os participantes poderão ainda participar com contribuições voluntárias mensais, que equivalem a um percentual de sua livre escolha aplicado sobre o seu salário de contribuição, ou anuais, por meio de um valor único a escolha do participante. Este tipo de contribuição é feita adicionalmente à contribuição básica, sem a proporcional contribuição das patrocinadoras.

Na qualidade de patrocinadora, a Companhia contribuiu no exercício com R\$3.704 (R\$2.502 em 2024).

Em 31 de dezembro de 2025 esses planos têm a adesão de 737 colaboradores (755 em 31 de dezembro de 2024).

20.1.2.1 Auxílio Incentivo à Aposentadoria - AIA, Assistência médica, Seguro de vida e Outros benefícios a aposentados: Benefício Definido

• Auxílio Incentivo à Aposentadoria - AIA: Benefício aos empregados admitidos até 31 de dezembro de 1981, pagável por ocasião da rescisão do contrato de trabalho, independentemente do motivo de desligamento. O AIA garante um pagamento em forma de pecúlio, cujo valor foi calculado considerando, para cada empregado, a proporcionalidade do tempo de contribuição ao INSS até 31 de outubro de 1996, da remuneração e o benefício do INSS em 31 de outubro de 1996; e

• Assistência médica, seguro de vida e outros benefícios a aposentados (vigente aos empregados admitidos até 31 de dezembro de 1990 e aposentados na Companhia): Cobertura vitalícia com despesas de assistência médica, odontológica, medicamentos, seguro de vida e, nos casos comprovados de existência de dependente especial, correspondente a 50% do piso salarial da Companhia.

20.1.2.2 Avaliação atuarial

Uma série de premissas podem ter sua realização diferente da calculada na avaliação atuarial devido a fatores como mudanças nas premissas econômicas ou demográficas e mudanças nas disposições dos benefícios ou da legislação aplicável a estes.

A maior parte das obrigações dos benefícios consiste na concessão de benefícios vitalícios aos participantes. Por essa razão, aumentos na expectativa de vida resultarão em aumento nas obrigações dos planos. Estes benefícios são sensíveis à inflação, sendo que uma inflação maior que o previsto nesta avaliação levará a um maior nível de obrigações.

A avaliação atuarial realizada na data-base 31 de dezembro de 2025 demonstrou uma obrigação presente para estes Planos do tipo Benefício Definido.

Segue abaixo a movimentação do saldo no exercício:

	31/12/2024	Despesa Operacional reconhecida no exercício	Despesa Financeira reconhecida no exercício	Benefícios pagos diretamente pela Companhia	(Ganho)/ Perda Atuarial	31/12/2025
Assistência Médica e Odontológica	564.289	366	59.755	(50.429)	13.582	587.563
Auxílio Incentivo Aposentados (AIA)	229		10		(61)	178
Plano I e II	(54.463)	29	(6.122)		1.309	(59.247)
	510.055	395	53.643	(50.429)	14.830	528.494

20.1.2.3 Movimentação dos passivos atuariais

	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	(Passivo) Reconhecido
Saldos em 31 de dezembro de 2024	(619.764)	55.246	(564.518)
Custo do serviço corrente	(366)		(366)
Custo dos juros	(59.765)		(59.765)
Ganhos/(perdas) atuariais reconhecidos no Patrimônio Líquido	(13.521)		(13.521)
Contribuições pagas pela Companhia		50.429	50.429
Saldos em 31 de dezembro de 2025	(693.416)	105.675	(587.741)

A perda atuarial no montante de R\$13.521 apurado, foi decorrente, principalmente, da redução na taxa de desconto, devido as condições atuais de mercado.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Para estes planos o saldo, acumulado desde o início da obrigação, de perda atuarial líquido de imposto de renda e contribuição social em 31 de dezembro de 2025 é de R\$387.909 (perda atuarial de R\$233.184 em 31 de dezembro de 2024).

As contribuições esperadas neste plano para os próximos 12 meses é de R\$42.026 (R\$39.948 em 31 de dezembro de 2024).

20.1.2.4 Vencimentos dos planos de benefício

Os vencimentos dos planos de benefício, calculado nas avaliações atuariais, estimam o seguinte fluxo futuro de pagamentos de benefícios para os próximos 10 anos:

Vencimento	Assistência Médica e Seguro de Vida	AIA
	Circulante	
2026	50.948	178
	<u>50.948</u>	<u>178</u>
Não circulante		
2027	53.330	
2028	56.048	
2029	58.523	
2030	60.960	
2031 a 2035	307.755	
	<u>536.616</u>	<u>-</u>
Total	<u>587.564</u>	<u>178</u>

20.1.2.5 Despesas líquidas

Os efeitos da revisão das avaliações atuariais reconhecidos no resultado e em outros resultados abrangentes, ambos em contrapartida a rubrica de Benefícios pós-emprego são os seguintes:

	Nota	2025	2024
Custo do serviço			
Custo do serviço corrente		366	536
Custo dos juros	26	59.765	54.549
Custo do serviço passado			(10.086)
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos no resultado		<u>60.131</u>	<u>44.999</u>
Remuneração do valor líquido do passado de benefício definido:			
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de ajuste de experiência		(2.501)	38.617
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas financeiras		16.022	(69.796)
Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos em outros resultados abrangentes		<u>13.521</u>	<u>(31.179)</u>
Total		<u>73.652</u>	<u>13.820</u>

20.1.2.6 Participantes

Estes planos têm a seguinte composição de participantes:

	2025				2024			
	Auxílio Incentivo Aposentados (AIA)	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados	Auxílio Incentivo Aposentados (AIA)	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados
Participantes ativos	3	48	36	48	4	48	44	48
Participantes assistidos								
Aposentados e pensionistas		2.556	1.326	47		2.594	1.360	51
Total	<u>3</u>	<u>2.604</u>	<u>1.362</u>	<u>95</u>	<u>4</u>	<u>2.642</u>	<u>1.404</u>	<u>99</u>

20.1.2.7 Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade decorrente de risco de variação na taxa de desconto e na tábua de mortalidade é expressa a seguir, considerando apenas a alteração nas hipóteses mencionadas em cada linha:

Análise de sensibilidade	Assistência Médica e Odontológica	Benefícios a Aposentados	Seguro de Vida
Pressupostos Centrais	505.890	5.554	83.137
Taxa de desconto			
Aumento em 0,5%	479.145	5.254	79.626
Redução em 0,5%	519.440	5.780	86.555
Mortalidade			
Se os membros do plano fossem um ano mais novo do que sua idade real	519.085	5.627	83.229

20.1.2.8 Premissas

As principais premissas utilizadas nas avaliações atuariais foram as seguintes:

Econômicas	2025				2024			
	AIA	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados	AIA	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados
Taxa de desconto - nominal	13,92% a.a.	10,96% a.a.	10,96% a.a.	10,88% a.a.	8,41% a.a.	11,07% a.a.	11,07% a.a.	11,20% a.a.
Crescimentos salariais futuros	4,30% a.a.	n/a	4,30% a.a.	4,30% a.a.	4,30% a.a.	n/a	n/a	n/a
Crescimento dos planos de benefícios	3,50% a.a.	n/a	3,50% a.a.	3,50% a.a.	3,50% a.a.	n/a	3,50% a.a.	3,50% a.a.
Inflação médica de longo prazo	n/a	9,71% em 2025 decrescendo até 5,57% em 9 anos, em escala linear	n/a	n/a	n/a	9,71% a.a. em 2024, reduzindo linearmente para 5,57% a.a. até 2033; Custos de farmácia e odontológicos: 3,50% a.a.	n/a	n/a
Inflação	3,50% a.a.	3,50% a.a.	3,50% a.a.	3,50% a.a.	3,50% a.a.	3,50% a.a.	3,50% a.a.	3,50% a.a.
Fator de envelhecimento	n/a	Custos médicos: 3,50% a.a. Custos de farmácia e odontológicos: n/a.	n/a	n/a	n/a	Custos médicos: 3,50% a.a. Custos de farmácia e odontológicos: n/a.	n/a	n/a

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



Demográficas	2025				2024			
	AIA	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados	AIA	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados
Tábua de mortalidade	RP-2000 Geracional	RP-2000 Geracional	RP-2000 Geracional	RP-2000 Geracional	RP-2000 Geracional	RP-2000 Geracional	RP-2000 Geracional	RP-2000 Geracional
Tábua de mortalidade de inválidos	RP-2000 Disabled	RP-2000 Disabled	RP-2000 Disabled	RP-2000 Disabled	RP-2000 Disabled	RP-2000 Disabled	RP-2000 Disabled	RP-2000 Disabled
Tábua de entrada em invalidez	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1	Wyatt 85 Class 1

21 Encargos Setoriais

As obrigações a recolher, derivadas de encargos estabelecidos pela legislação do setor elétrico, são as seguintes:

	Nota	Saldo em 31/12/2024	Adições	Atualização Monetária	Pagamentos / Recebimentos	Saldo em 31/12/2025
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética (P&D e PEE)	21.1 e 24	11.029	48.012	122	(41.297)	17.866
Conta de desenvolvimento energético - CDE	21.2 e 24	8.964	985.424		(978.428)	15.960
Encargos tarifários (ECE/ EAEEE)		13.840			2	13.842
Bandeiras tarifárias (CCRBT)		36			78	114
Outros encargos		1.191	7.023		(6.957)	1.257
Total Circulante		35.060	1.040.459	122	(1.026.602)	49.039

21.1 Pesquisa e desenvolvimento - P&D e Programa de eficiência energética - PEE

Os valores das obrigações a serem aplicadas nos programas de P&D e PEE registrados pela Companhia, são apurados nos termos da legislação setorial dos contratos de concessão de energia elétrica. A Companhia tem a obrigação de aplicar 1% da Receita operacional líquida ajustada em conformidade com os critérios definidos pela ANEEL, registrando mensalmente, por competência, o valor da obrigação. Esse passivo é atualizado mensalmente pela variação da taxa SELIC para as obrigações de investimento pela Companhia e por IGP-M para os montantes destinados ao PROCEL até o mês de realização dos gastos e baixados conforme sua realização. Os programas de P&D são regulamentados por meio das Resolução Normativa ANEEL nº 1.074/23 e os programas de PEE são regulamentados por meio da Resolução Normativa nº 920/21. Por meio do Despacho nº 904 de 31 de março de 2021, a ANEEL regulamentou o Artigo 1º da Lei nº 14.120/21 que destina os recursos não utilizados de P&D e PEE, geridos pela ANEEL para a CDE.

Em 29 de dezembro de 2022 foi divulgação a lei nº 14.514, com um veto presidencial ao seu art. 21, que alteraria o art. 1º, inciso I, da Lei nº 9.991/2000. Essa Lei efetuou a alteração dos percentuais referentes ao programa de 0,50% P&D e 0,50% PEE, para 0,75% e 0,25% respectivamente. Em julho de 2023 houve um veto à lei 14.514/22 retornando os saldos de 0,75% de P&D e 0,25% PEE para 0,50% para cada programa.

Em 8 de dezembro de 2023 através do Ofício Circular nº 0005/2023-SPE/ANEEL, houve alteração das alíquotas referente aos programas de P&D e PEE que eram, respectivamente 0,75% e 0,25% passando 0,50% para cada programa até 31 de dezembro de 2025. Além disso, a Companhia foi obrigada a retroagir a aplicação dessas alíquotas a partir de janeiro de 2023.

O saldo líquido em 31 de dezembro de 2025 no montante de R\$17.866 (R\$11.029 em 31 de dezembro de 2024), contempla a dedução dos gastos efetuados com os serviços em curso referentes a esses programas.

21.2 Conta de desenvolvimento energético - CDE

A CDE é destinada à promoção do desenvolvimento energético no território nacional, seguindo em cumprimento a programação determinada pelo Ministério de Minas e Energia - MME, e gerido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. Os montantes referem-se aos valores repassados à referida Conta, anuidos pela ANEEL. Em 2021, foi determinado pela ANEEL, via RNE nº 885/21 a destinação de parte dos recursos de CDE à Conta COVID. Em Outubro de 2024, através do Despacho 3.056, a ANEEL encerrou a necessidade de recolhimento. Os valores e prazos de pagamento à CCEE estão demonstrados na tabela abaixo:

	Montante total	Valor cota mensal	Competência
Resolução Homologatória - ANEEL nº 3.484/25			
CDE- USO	907.140	66.635	Janeiro de 2025 a Julho de 2025
		88.139	Agosto de 2025 a Dezembro de 2025
CDE - GD	127.258	10.605	A partir do processo tarifário ordinário de 2024
Despacho - ANEEL nº 1.536/25 (*)			
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	5.168	4.080	

(*) O Despacho ANEEL nº 1.536, de 23 de maio de 2025, aprova os valores dos recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE referentes aos valores aportados pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A - Eletrobrás, doravante denominada "Axia Energia", ou por suas subsidiárias nos termos da Resolução CNPE nº15, de 2021, a serem repassados às concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, até 30 de maio de 2025, nas contas correntes vinculadas ao repasse de Modicidade Tarifária da CDE; e as distribuidoras inadimplentes com suas obrigações intrasetoriais terão seus repasses retidos até a adimplência dos débitos, nos termos do Submódulo 5.2 do PRORET.

22 Provisões

	Nota	Circulante		Não circulante	
		31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Provisões cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórias	22.1	11.100	9.695	305.094	263.066
Total		11.100	9.695	305.094	263.066

As provisões são reconhecidas no balanço em decorrência de um evento passado, quando é provável que um recurso econômico seja requerido para saldar a obrigação e que possa ser estimada de maneira confiável. As provisões são registradas com base nas melhores estimativas do risco envolvido.

22.1 Provisões cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórias

A Companhia é parte em ações judiciais e processos administrativos perante diversos tribunais e órgãos governamentais, decorrentes do curso normal das operações, envolvendo questões tributárias, trabalhistas, regulatórias, aspectos cíveis e outros assuntos.

As obrigações são mensuradas pela melhor estimativa da Administração para o desembolso que seria exigido para liquidá-las na data nas demonstrações financeiras. A atualização monetária é mensal e por diversos índices, de acordo com a natureza da provisão, e são revistas periodicamente com o auxílio dos assessores jurídicos da Companhia.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)

22.1.1 Risco de perda provável

A Administração, com base em informações de seus assessores jurídicos e na análise das demandas judiciais pendentes, constituiu provisão em montante considerado suficiente para cobrir as perdas estimadas como prováveis para as ações em curso, como segue:

Nota	Passivo					Ativo			
	Saldo em 31/12/2024	Constituição	Baixas		Atualizações Monetárias	Saldo em 31/12/2025	Depósito Judicial		
			Pagamentos	Reversões			31/12/2025	31/12/2024	
Trabalhistas	22.1.1.1	99.794	11.543	(23.255)	(7.474)	17.286	97.894	31.277	28.639
Cíveis	22.1.1.2	92.937	27.582	(22.648)	(5.777)	21.868	113.962	45.683	30.608
Fiscais	22.1.1.4	66.244	107	(151)	(166)	23.497	89.531	82.114	75.218
Regulatórias	22.1.1.3	9.695				1.371	11.066		
Outros		4.091	354	(622)	(183)	101	3.741		
Total		272.761	39.586	(46.676)	(13.600)	64.123	316.194	159.074	134.465
Circulante		9.695					11.100		
Não circulante		263.066					305.094	159.074	134.465

O valor total referente às garantias de provisões prováveis na Companhia é de R\$41.605 em 31 de dezembro de 2025 (R\$13.736 em 31 de dezembro de 2024).

22.1.1.1 Trabalhistas

Referem-se a diversas ações que questionam, entre outros, pagamento de horas extras, adicionais de periculosidade e reintegração.

Em dezembro de 2020, o plenário do Supremo Tribunal Federal decidiu que a correção monetária de débitos trabalhistas deve ser feita pelo IPCA-E e pela taxa SELIC, mais favoráveis aos trabalhadores. O entendimento firmado pela Corte abrange também os depósitos recursais realizados em conta judicial.

Os processos que ainda estejam na fase de conhecimento, independentemente da prolação de sentença, deverão observar, de forma retroativa, a aplicação dos dois índices da seguinte forma: a aplicação do IPCA-E na fase prejudicial e, a partir da citação do processo, a taxa SELIC. A decisão proferida pelo Supremo Tribunal Federal encerra discussões travadas nos TRTs e TST sobre o índice de correção aplicável na Justiça do Trabalho, e tais índices devem ser aplicados enquanto não for aprovado projeto de Lei pelo Congresso Nacional sobre o tema.

Neste sentido, a Companhia a partir de 1º de janeiro de 2021 passou a aplicar os referidos índices de correção das seguintes formas: (i) processos em andamento com atualização da nova forma de cálculos em fase de liquidação do processo; e (ii) processos novos com aplicação dos índices desde o cadastramento no sistema EDP Legal, o qual deverá ser incluído já com o correto valor atualizado pelo índice IPCA-E para que o sistema realize as atualizações mensais pós citação pela taxa SELIC.

22.1.1.2 Cíveis

- Referem-se a diversas ações questionando cobrança excessiva, danos materiais, entre outros. Dentre as ações destaca-se, principalmente, o montante em 31 de dezembro de 2025 de R\$9.110 (R\$7.296 em 31 de dezembro de 2024) relativo aos pedidos de restituição dos valores pagos a título de majoração tarifária, efetuados pelos consumidores industriais em decorrência da aplicação das Portarias DNAEE nº 38/86 e nº 45/86 - Plano Cruzado, que vigoraram de fevereiro a novembro daquele ano. Os valores originais estão atualizados de acordo com a sistemática praticada no âmbito do Poder Judiciário.

- Processos relacionados a desapropriação e constituição de servidão administrativa para a construção de empreendimentos no Estado. Na grande maioria dos processos discute-se apenas o valor indenizatório decorrente da desapropriação e permanecem aguardando julgamento ou decisão final. O montante estimado em 31 de dezembro de 2025 refere-se às atualizações dos valores provisionados e dos riscos dos processos referidos, sendo de R\$57.579 (R\$54.814 em 31 de dezembro de 2024).

- Processos de Ação de Desapropriação nº 5003454-83.2024.8.08.0026, proposta pela Companhia, na qual se busca a implantação da Subestação Soturno, incluindo a construção da respectiva estrada de acesso, com o objetivo de atender à crescente demanda por energia elétrica na região. No âmbito da ação, a Companhia pleiteia, em sede liminar, a expedição de mandado de imissão provisória na posse, necessário à construção da referida subestação, bem como à desapropriação da área correspondente. O montante provisionado para essa desapropriação, em 31 de dezembro de 2025, é de R\$ 1.533.

22.1.1.3 Regulatórias

Referem-se a autos de infração editados pela ANEEL ou outros órgãos reguladores que encontram-se em fase de recurso pela Companhia.

22.1.1.4 Fiscais

- Processo judicial entre a Companhia e a Receita Federal, o qual discute a homologação parcial de crédito de FINSOCIAL compensado com débitos de COFINS de 2001. Em razão de decisão desfavorável no Superior Tribunal de Justiça, foi provisionado o montante de R\$82.114, atualizado até 31 de dezembro de 2025 (R\$59.044 em 31 de dezembro de 2024). O valor da provisão foi ajustado em razão da atualização monetária, conforme o índice aplicável. A Companhia permanece apresentando os recursos cabíveis e aguarda julgamento. Adicionalmente, a Companhia informa que há depósito judicial no valor integral da contingência (R\$75.218 em 31 de dezembro de 2024).

- Processo judicial em face do município de Serra, que discute a incidência do ISSQN incidente sobre os serviços de fornecimento de energia elétrica do período de 2008 a 2012. Em razão das decisões desfavoráveis no Superior Tribunal de Justiça, foi provisionado o montante de R\$7.418 atualizado até 31 de dezembro de 2025 (R\$7.044 em 31 de dezembro de 2024). A Companhia permanece apresentando os recursos cabíveis e aguarda julgamento.

22.1.2 Risco de perda possível

Existem processos de naturezas trabalhistas, cíveis, regulatórias e fiscais em andamento, cuja perda foi estimada como possível, periodicamente reavaliados, não requerendo a constituição de provisão, demonstrados a seguir:

Nota	Passivo		Ativo		
	31/12/2025	31/12/2024	Depósito Judicial		
			31/12/2025	31/12/2024	
Trabalhistas	22.1.2.1	35.537	53.627	3.281	8.621
Cíveis	22.1.2.2	373.752	339.368	7.741	6.609
Fiscais	22.1.2.3	643.874	566.526	4.438	3.821
Regulatórias	22.1.2.4	12.298	12.298		
Total		1.065.461	971.819	15.460	19.051

O valor total referente às garantias de provisões possíveis na Companhia é de R\$89.410 em 31 de dezembro de 2025 (R\$84.467 em 31 de dezembro de 2024).

Dentre as principais causas com risco de perda avaliadas como possível, destacam-se as seguintes ações:

22.1.2.1 Trabalhistas

Referem-se a diversas ações que questionam, entre outros, pagamento de horas extras, adicionais de periculosidade e reintegração.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)

22.1.2.2 Cíveis

• Ação civil pública nº 26725-92.2009.4.01.3800, em trâmite na 3ª Vara Federal Cível de Belo Horizonte, movida pela Associação de Defesa de Interesses Coletivo - ADIC, que pleiteia indenização por danos materiais em razão de reajuste tarifário (Parcela "A"). Nesta demanda, foi proferida decisão que determinou a exclusão das concessionárias do polo passivo da ação, sendo mantida tão somente a ANEEL. O processo encontrava-se suspenso até que, em 27 de novembro de 2013, o STJ considerou o Juízo da 3ª Vara Federal Cível de Belo Horizonte como competente para julgar todas as demandas coletivas que discutem a questão da Parcela "A". Em 05 de abril de 2017, foi proferida sentença extinguindo o feito também em relação a ANEEL. Após julgamento que extinguiu o processo sem resolução do mérito, atualmente aguarda-se decisão do recurso da parte autora. A ação tramita apenas em face da ANEEL. O valor estimado em 31 de dezembro de 2025 é de R\$210.347 (R\$178.886 em 31 de dezembro de 2024).

A SAESA propôs ação contra a ANEEL com pedido de liminar para não aplicação, durante o período de motorização da UHE Santo Antônio, do Mecanismo de Redução de Energia Assegurada - MRA. A liminar não foi concedida em primeira instância. Em sede de agravo, o TRF deferiu o pedido de antecipação de tutela formulado pela SAESA, conferindo efeito retroativo, que passou a ter eficácia desde o início de março de 2012. A Companhia e a ANEEL protocolaram junto ao STJ pedidos de Suspensão de Liminar que foi deferido suspendendo a mesma. Em 18 de março de 2015 o recurso proposto pela SAESA foi rejeitado pela corte especial do STJ. Em 26 de setembro 2018 foi proferida sentença julgando improcedentes os pedidos da SAESA. A SAESA interpôs recurso que aguarda decisão. O valor estimado em 31 de dezembro de 2025 é de R\$7.302 (R\$6.210 em 31 de dezembro de 2024).

• Ação de Repetição de Indébito nº 0031324-59.2008.8.08.0024 proposta pela Companhia Vale do Rio Doce – CVRD em que se pleiteia a condenação da Companhia e da Empresa de Luz e Força Santa Maria S/A à devolução do valor correspondente a majoração tarifária instituída pelas Portárias nº 38/86 e nº 45/86 do DNAEE, durante o período do congelamento, qual seja, de fevereiro a novembro de 1986, bem como dos supostos reflexos de tal aumento nas tarifas posteriores. Após a realização de perícia, em 12 de junho de 2014 foi proferida sentença julgando a ação extinta em relação à Empresa Luz e Força Santa Maria S/A e procedente em relação à Companhia, condenando esta última a restituir os valores pagos pela CVRD no período de congelamento de preços. Em face da referida decisão, foram interpostos recursos de Apelação pelas partes ao Tribunal de Justiça do Espírito Santo. Os recursos da Companhia e da Empresa Luz e Força Santa Maria S.A. foram providos, e o recurso da Companhia Vale do Rio Doce foi rejeitado. A Companhia Vale do Rio Doce então interpôs Recurso Especial ao Superior Tribunal de Justiça, com posterior interposição de Agravo, o qual aguarda admissão e julgamento. O valor estimado em 31 de dezembro de 2025 é de R\$46.058 (R\$39.169 em 31 de dezembro de 2024).

• Durante o exercício, determinados processos mudaram de risco remoto para risco possível, majoritariamente relacionados a demandas de consumidores, como danos elétricos e não elétricos.

22.1.2.3 Fiscais

• Discussão administrativa relativa ao auto de infração lavrado pela Receita Federal, objetivando a cobrança de PIS, COFINS, IRPJ e CSLL dos períodos de 2014 e 2015, incidentes sobre as perdas não técnicas de energia elétrica. O montante do processo atualizado até 31 de dezembro de 2025 é de R\$157.021 (R\$145.579 em 31 de dezembro de 2024). A redução da contingência se deu em razão da decisão parcialmente favorável, cancelando a cobrança do PIS e da COFINS, mantendo a exigência com relação ao IRPJ e CSLL. A Companhia obteve decisão com encerramento na esfera administrativa, mantendo a cobrança do IRPJ e CSLL e seguirá com a discussão no âmbito judicial.

• A fiscalização do INSS lavrou notificações de cobrança da contribuição previdenciária versando sobre: (i) a desconsideração de autônomos e também de outras pessoas jurídicas, argumentando a existência de vínculo empregatício entre esses prestadores de serviços e a Companhia; e (ii) a sua incidência sobre pagamentos realizados aos segurados empregados a título de PLR e bolsa de estudos. Essas notificações atualizadas até 31 de dezembro de 2025 onde devido ao encerramento de processos houve redução do montante em R\$9.545 (R\$9.245 em 31 de dezembro de 2024) e atualmente aguardam decisão administrativa.

• Diversas Prefeituras: A Companhia discute administrativa e judicialmente a cobrança de ISSQN supostamente incidente sobre os serviços relacionados à atividade de fornecimento de energia elétrica. Inclui também a exigência do pagamento sobre o espaço ocupado pelo sistema de posteamto das redes de energia elétrica e iluminação pública. Esses processos atualizados até 31 de dezembro de 2025 totalizam o montante de R\$153.379 (R\$144.009 em 31 de dezembro de 2024). Deste montante, destaca-se o valor de R\$123.470 (R\$114.465 em 31 de dezembro de 2024) decorrente da lavratura de 122 autos de infração pelo município de Vitória objetivando a cobrança do ISSQN do período de março de 2011 a fevereiro de 2016. A Companhia apresentou as defesas administrativas e judiciais, as quais aguardam julgamento.

• Discussões administrativas e judiciais relativas às compensações não homologadas pela Receita Federal, com respaldo em créditos reconhecidos judicialmente, bem como de saldo negativo de IRPJ e CSLL, e decorrentes de pagamento a maior de IRPJ, CSLL, PIS e COFINS efetuados em 2001 em consequência da aplicação do Parecer COSIT 26/02 (impostos sobre RTE), que somam em 31 de dezembro de 2025 o valor de R\$22.206 (R\$21.416 em 31 de dezembro de 2024). Adicionalmente, a Companhia apresentou as defesas, obteve êxito em alguns dos processos e os demais casos aguardam julgamento.

• Ação Judicial objetivando assegurar o direito da inclusão de débitos de PIS, COFINS, IRPJ e CSLL dos períodos de 2015 e 2016, no Programa Especial de Regularização Tributária (PERT) instituído pela Receita Federal do Brasil, os quais estão sendo regularmente pagos, contudo, não constavam no sistema no momento da consolidação realizada em dezembro de 2018, envolvendo o montante de R\$185.140 em 31 de dezembro de 2025 (R\$173.585 em 31 de dezembro de 2024). A Companhia aguarda o julgamento.

• Auto de infração lavrado pela Receita Federal, objetivando a cobrança de PIS e COFINS em razão dos créditos utilizados como insumos no período de 2017 e 2018. O montante atualizado em 31 de dezembro de 2025 é de R\$5.196 (R\$4.911 em 31 de dezembro de 2024). A Companhia apresentou defesa e aguarda o julgamento.

• Auto de infração lavrado pelo Estado do Espírito Santo, objetivando a cobrança de supostos débitos de ICMS diferido incidente nas aquisições internas de energia elétrica, na proporção das saídas isentas ou sem incidência do Imposto, apurados entre os períodos de 2019 a 2023, no valor de R\$37.030 em 31 de dezembro de 2025 (R\$34.759 em 31 de dezembro de 2024). A Companhia apresentou defesa e aguarda o julgamento.

• Auto de Infração lavrado pela Receita Federal, para exigência da multa isolada sob alegação de suposto preenchimento da EFD-Contribuições com informações inexatas, incompletas ou omitidas para apuração do PIS e COFINS, correspondente ao ano-calendário de 2021, no valor de R\$34.946 em 31 de dezembro de 2025. A Companhia apresentou defesa e aguarda o julgamento.

• Medida Judicial em face da União Federal, para garantir os débitos de COFINS do ano de 2017, exigidos no processo administrativo nº 15582.720349/2019-53 e, ato, seguinte a desconstituição da cobrança, para manutenção da CND e dos benefícios fiscais. O montante atualizado em 31 de dezembro de 2025 é de R\$16.998 (R\$15.744 em 31 de dezembro de 2024). A Companhia e aguarda o julgamento do processo.

22.1.2.4 Regulatórias

Refere-se a penalidade por ultrapassagem dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão – MUST nos anos de 2011 e 2013. A contratação do MUST foi realizada conforme recomendação do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, contudo, em razão de restrições sistêmicas, pela ausência de rede básica para escoar a geração no SIN, em 2011 o escoamento elevou a utilização do ponto de conexão de Mascarenhas e, em 2013, ocorreu a inversão de fluxo no ponto de Mascarenhas resultando em ultrapassagem no ponto de conexão de Campos. Atualmente, o processo encontra-se judicializado com liminar suspendendo as cobranças até a avaliação do mérito.

22.1.3 Risco de perda remota

Adicionalmente, existem processos de naturezas trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento, cuja perda foi estimada como remota. Para estas ações o saldo de depósitos judiciais em 31 de dezembro de 2025 é de R\$53.358 (R\$49.695 em 31 de dezembro de 2024).

23 Patrimônio líquido

23.1 Capital social

O capital social em 31 de dezembro de 2025 e 31 de dezembro de 2024 é de R\$893.996, e está representado por 5.876.012 ações ordinárias, sem valor nominal, integralmente detidas pela EDP - Energias do Brasil. A Companhia não possui capital autorizado, conforme Estatuto Social.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)

23.2 Destinação do lucro

O lucro líquido apurado em cada exercício será deduzido, antes de qualquer destinação, de prejuízos acumulados e destinado sucessivamente e na seguinte ordem:

- (i) 5% serão aplicados na constituição da Reserva Legal que não excederá 20% do Capital social;
- (ii) constituição de reserva de incentivos fiscais, pelo montante determinado na apuração dos tributos relacionados;
- (iii) 25% serão destinados ao pagamento de dividendos; e
- (iv) o saldo remanescente, após atendidas as disposições anteriores, terá a destinação determinada pela Assembleia Geral.

Conforme descrito no item (ii) acima, as ações têm direito a dividendos mínimos de 25% do lucro líquido ajustado, na forma da lei, podendo a ele ser imputado o valor dos Juros sobre o capital próprio - JSCP pagos ou creditados, individualmente aos acionistas, a título de remuneração do capital próprio, integrando o montante dos dividendos a distribuir pela Companhia, para todos os efeitos legais e nos termos da Lei nº 9.249/95, e regulamentação posterior.

	Nota	31/12/2025	31/12/2024
Lucro a ser destinado			
Lucro líquido apurado no exercício		279.727	598.885
Constituição da reserva legal - 5%	23.3	(13.986)	
Lucro líquido ajustado		265.741	598.885
Destinação do lucro			
Reserva de incentivo fiscal - SUDENE	23.3.3	8.841	28.166
Dividendos intermediários - JSCP		164.128	123.578
Dividendos complementares		55.951	446.189
Lucro do exercício a deliberar	23.3	36.821	952
		265.741	598.885
Dividendos por ação - R\$ - JSCP		27,93193	21,03097
Dividendos por ação - R\$ - Dividendos complementares		9,52195	75,93414

23.3 Reservas

	Nota	31/12/2025	31/12/2024
Reservas de capital			
Ágio na incorporação de sociedade controladora	15.2.1.2	20.615	20.615
		20.615	20.615
Reservas de lucros			
Legal		148.905	134.919
Retenção de lucros	23.3.1	667.627	758.125
Lucro do exercício a deliberar	23.3.2	38.737	952
Incentivos fiscais	23.3.3	116.372	109.447
		971.641	1.003.443

23.3.1 Retenção de lucros

A Reserva de retenção de lucros tem sido constituída em conformidade com o artigo 196 da Lei nº 6.404/76, para viabilizar os Programas de Investimentos da Companhia, previstos nos orçamentos de capital submetidos e aprovados nas Assembleias Gerais Ordinárias.

23.3.2 Lucro do exercício a deliberar

Refere-se à parcela do lucro líquido do exercício excedente ao dividendo mínimo obrigatório a ser deliberada em assembleia geral ou por outro órgão competente. É constituída conforme ICPC 08 (R1) e poderá ser destinada para pagamento de dividendos, retenção de lucros ou para aumento de capital.

23.3.3 Incentivos fiscais

A Reserva de incentivos fiscais foi constituída por incentivos fiscais da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste - SUDENE referente à redução da alíquota de Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ. O valor dessa subvenção governamental está sendo excluído da base de cálculo dos dividendos, de acordo com o artigo 195-A da Lei nº 6.404/76 alterada pela Lei nº 11.638/07 (Nota 27.2).

A variação no exercício no montante de R\$19.325 é decorrente da constituição da reserva do exercício de 2025 (Nota 23.2).

23.4 Outros resultados abrangentes

Referem-se à contabilização de passivos oriundos de benefícios pós-emprego relativos a ganhos e perdas atuariais, conforme estabelecido pela Deliberação CVM nº 110/22 e regras estabelecidas no CPC 33 (R1), deduzido do respectivo Imposto de renda e contribuição social diferidos.

A movimentação de Outros resultados abrangentes no exercício é a seguinte:

	Saldo em 31/12/2024	Ganhos	Perdas	Provisão IRPJ/CSLL	Saldo em 31/12/2025
Ganhos e perdas atuariais - Benefícios pós-emprego	(353.309)	40.954	(55.784)		(368.139)
Imposto de renda e Contribuição social diferidos	120.125			5.042	125.167
	(233.184)	40.954	(55.784)	5.042	(242.972)

24 Receitas

As receitas são mensuradas pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita é reconhecida em bases mensais e quando existe evidência convincente de que houve: (i) a identificação dos direitos e obrigações do contrato com o cliente; (ii) a identificação da obrigação de desempenho presente no contrato; (iii) a determinação do preço para cada tipo de transação; (iv) a alocação do preço da transação às obrigações de desempenho estipuladas no contrato; e (v) o cumprimento das obrigações de desempenho do contrato. Uma receita não é reconhecida se há uma incerteza significativa na sua realização.

Os serviços prestados pela Companhia, em sua grande maioria, possuem as seguintes características: (i) são rotineiros e recorrentes; (ii) possuem o mesmo padrão de transferência; e (iii) são prestados ao longo de um determinado período. Desta forma, com relação à satisfação da obrigação de desempenho da Companhia, são atendidas, substancialmente, ao longo do tempo.

A Companhia reconhece sua receita de forma líquida de eventuais descontos, abatimentos, restituições, créditos, concessões de preços, incentivos, bônus de desempenho, penalidades ou outros itens similares.

Os principais critérios de reconhecimento e mensuração, estão apresentados a seguir:

- **Fornecimento - Faturado:** São reconhecidos por meio da entrega de energia elétrica ocorrida em um determinado período. Essa medição ocorre de acordo com o calendário de leitura estabelecido pela Companhia. O faturamento dos serviços de distribuição de energia elétrica é, portanto, efetuado de acordo com esse calendário, sendo a receita de serviços registrada na medida em que as faturas são emitidas com base na tarifa vigente homologada pelo órgão regulador.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)



- **Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - Faturado:** São reconhecidas pela disponibilização da infraestrutura da rede elétrica de distribuição a seus clientes (livres e cativos), sendo o valor justo da contraprestação calculado conforme tarifa de uso do sistema, a qual é definida pelo órgão regulador.
- **Não faturado:** Refere-se a energia fornecida e/ou ao uso do sistema de distribuição que ainda não foram faturados correspondentes ao período decorrido entre a data da última leitura e o encerramento das demonstrações financeiras. É estimada e reconhecida como receita não faturada considerando-se como base a carga real de energia distribuída no mês, o índice de perda anualizado e a tarifa vigente.
- **Resultados de ativos financeiros setoriais:** É reconhecido mensalmente pela diferença entre os custos pertencentes à Parcela "A" efetivamente incorridos no resultado, daqueles reconhecidos na receita de operações com energia elétrica previstos na tarifa vigente pela ANEEL.
- **Suprimento - Faturado:** Refere-se a energia elétrica fornecida para outra concessionária, segundo condições contratuais. O montante da contraprestação é determinado pela quantidade de energia entregue multiplicada pela tarifa estabelecida no contrato.
- **Energia de curto prazo:** A receita é reconhecida pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que o excedente de energia é comercializado no âmbito da CCEE. A contraprestação corresponde à multiplicação da quantidade de energia vendida pelo Preço de Liquidação das Diferenças - PLD.
- **Receita de construção:** O reconhecimento da receita de construção está diretamente associado às adições aos Ativos da concessão, não sendo incorporada margem nesta atividade de construção assim classificada conforme a aplicação da ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão. A formação da receita de construção resulta da alocação das horas trabalhadas pelas equipes técnicas, dos materiais utilizados, da medição da prestação de serviços terceirizados e outros custos diretamente alocados por meio do método de insumo, de acordo com o CPC 47. O registro contábil dessa receita é efetuado em contrapartida a Custo com construção da infraestrutura em igual montante (Nota 25).
- **Subvenções vinculadas ao serviço concedido:** É reconhecida quando da efetiva aplicação de descontos nas tarifas de unidades consumidoras beneficiadas por subsídios governamentais (Nota 14.4) pela diferença entre a tarifa de referência da respectiva classe de consumo daquela efetivamente aplicada a consumidores beneficiários desses subsídios.
- **Arrendamentos e aluguéis:** A receita de arrendamento é medida pelo valor justo da contraprestação a receber e são reconhecidas em bases mensais conforme os contratos de arrendamento.

	Nota	Nº de consumidores		MWh		R\$	
		2025	2024	2025	2024	2025	2024
Fornecimento - Faturado	24.1						
Residencial		1.463.057	1.422.274	3.468.476	3.399.786	1.197.605	1.194.044
Industrial		8.364	8.703	179.966	269.174	72.527	127.296
Comercial		136.662	135.122	1.229.049	1.334.193	381.828	449.622
Rural		175.370	178.970	1.025.826	1.055.543	290.835	319.124
Poder público		12.519	12.403	306.827	334.637	135.223	146.255
Iluminação pública		2.485	2.531	293.423	299.238	68.444	66.186
Serviço público		2.398	2.213	107.509	106.178	42.257	43.351
Consumo próprio		266	263	7.405	7.573		
		1.801.121	1.762.479	6.618.481	6.806.322	2.188.719	2.345.878
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - Faturado							
Consumidores cativos							
Residencial						1.553.210	1.441.735
Industrial						80.242	105.292
Comercial						572.480	593.423
Rural						383.181	386.754
Poder público						147.499	141.097
Iluminação pública						89.432	81.646
Serviço público						42.082	39.555
Consumidores livres	24.3	1.880	1.427	5.780.792	5.580.055	1.108.362	1.041.544
		1.880	1.427	5.780.792	5.580.055	3.976.488	3.831.046
Não faturado	24.2						
Fornecimento						20.416	(61.395)
Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição						37.362	70.880
						57.778	9.485
Resultados de ativos financeiros setoriais	8						
CVA						347.190	207.159
Itens financeiros - RTE						(48.140)	(56.851)
Itens financeiros - Outros						66.537	(158.087)
PIS/COFINS						24.161	17.494
						389.748	9.715
Energia de curto prazo	24.4			399.352	182.344	226.726	175.685
Receita de construção	25					843.282	780.698
Valor justo do ativo financeiro indenizável	15.1					110.610	196.409
Serviços cobráveis						10.333	7.333
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	24.6					712.129	468.880
Ressarcimento por indisponibilidade						(26.401)	(30.288)
Arrendamentos e aluguéis	24.5					57.434	30.205
Outras receitas operacionais						11.344	17.468
Receita operacional bruta		1.803.001	1.763.906	12.798.625	12.568.721	8.558.190	7.842.514
(-) Deduções à receita operacional							
Tributos sobre a receita							
ICMS						(1.025.847)	(1.007.057)
PIS/COFINS						(613.903)	(545.332)
ISS						(336)	(483)
						(1.640.086)	(1.552.872)
Encargos do consumidor							
P&D e PEE						(48.012)	(44.702)
CDE						(985.424)	(774.816)
PROINFA - Consumidores Livres						(42.615)	(34.466)
Bandeiras tarifárias (CCRBT)							(36)
Outros encargos						(7.023)	(5.685)
						(1.083.074)	(859.705)
						(2.723.160)	(2.412.577)
Receita		1.803.001	1.763.906	12.798.625	12.568.721	5.835.030	5.429.937

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)

24.1 Fornecimento - Faturado

A variação observada na rubrica refere-se, substancialmente, à sazonalidade entre os meses, principalmente em função das condições climáticas mais severas nos meses de novembro e dezembro, que resultaram em elevação do consumo de energia. Adicionalmente, o desempenho foi impactado pelo aumento da tarifa no período, decorrente tanto da revisão tarifária quanto da mudança no acionamento das bandeiras tarifárias, uma vez que em dezembro de 2024 vigorou a bandeira verde, enquanto em dezembro de 2025 foi aplicada a bandeira amarela.

24.2 Fornecimento - Não Faturado

A variação observada está relacionada a uma redução principalmente devido a queda nas tarifas dos clientes Cativos, e a redução de consumo dos clientes entre os meses de novembro e dezembro, esses fatores geraram um impacto relevante na rubrica.

24.3 Consumidores livres

A Companhia apresentou aumento de 6,42% no número de clientes livres em função das migrações de diversos clientes cativos para o mercado livre da Companhia, ocasionando o aumento de saldo no exercício.

24.4 Energia de curto prazo

A variação no exercício refere-se, principalmente, à redução no saldo, decorrente das operações de MCSD tarifária, que apresentaram um impacto menos significativo em 2025 em comparação a 2024. Essa redução ocorreu devido a estratégias da Companhia para realizar a compra e venda de energia no curto prazo.

24.5 Arrendamentos e aluguéis

A variação no saldo ocorreu em decorrência do refaturamento referente ao compartilhamento de infraestrutura com a empresa Oi S.A., realizado em junho de 2024.

24.6 Bandeiras tarifárias e Subvenções vinculadas ao serviço concedido

O Sistema de Bandeiras Tarifárias é o mecanismo que tem como objetivo sinalizar aos consumidores os custos da geração de energia elétrica de cada mês, sendo dividido em 4 bandeiras: verde, amarela, vermelha patamar 1 e vermelha patamar 2.

A definição das faixas de acionamento observa limiares de risco hidrológico definidos segundo o histórico operativo do Sistema Interligado Nacional - SIN. A métrica de acionamento considera a definição de custo do risco hidrológico, onde há relação indireta entre a profundidade do déficit de geração hidráulica (GSF) e o preço da energia elétrica de curto prazo (PLD). A composição dessas duas variáveis, em sistemática de gatilho, faz com que a arrecadação prevista com as bandeiras tarifárias se aproxime mais dos custos incorridos. Este acionamento das Bandeiras Tarifárias é definido mensalmente pela ANEEL, por meio de Despacho da Superintendência de Gestão Tarifária – SGT.

O saldo relativo às bandeiras tarifárias refere-se aos valores a repassar à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, gerida pela CCEE, provenientes da diferença entre os valores faturados líquidos de ICMS e os valores estimados não faturados, a título de bandeiras tarifárias, deduzidos de parte dos sobrecustos de energia e encargos. Esses recursos são alocados para a cobertura de custos não previstos nas tarifas das diversas distribuidoras do país. O valor homologado mensalmente pela ANEEL a repassar ou a ressarcir é a diferença entre o montante cobrado dos clientes e os sobrecustos referentes a: (i) Segurança Energética do Encargo de Serviço do Sistema - ESS; (ii) despacho térmico; (iii) risco hidrológico; (iv) cotas de Itaipu; (v) exposição ao mercado de curto prazo; e (vi) excedente da Conta de Energia de Reserva - CONER. Os eventuais custos não cobertos pela receita são considerados no processo tarifário subsequente.

As faixas de acionamento e os adicionais das bandeiras tarifárias vigentes no exercício findo em 31 de dezembro de 2025 são:

(i) Bandeira Verde: condições favoráveis de geração de energia. Tarifa não sofre nenhum acréscimo;

(ii) Bandeira Amarela: R\$1,885 a cada 100 kWh;

(iii) Bandeira Vermelha no patamar 1: R\$4,463 a cada 100 kWh;

(iv) Bandeira Vermelha no patamar 2: R\$7,877 a cada 100 kWh; e

As bandeiras tarifárias aplicadas em 2025 e 2024 foram:

		2025											
		Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Bandeira Tarifária		Verde	Verde	Verde	Verde	Amarelo	Vermelha I	Vermelha I	Vermelha II	Vermelha II	Vermelha I	Vermelha I	Amarela
PLD gatilho (**)		58,6	58,6	264,69	208,03	241,89	310,35	228,45	294,25	315,54	297,32	333,39	304,02
		2024											
		Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Bandeira Tarifária (*)		Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Amarela	Verde	Vermelha Patamar 1	Vermelha II	Amarela	Verde
PLD gatilho (**)		61,07	61,07	61,07	61,07	61,07	61,07	110,77	75,80	254,18	599,72	286,80	61,07

(*) Bandeira tarifária (2025): Janeiro a Março - Efeito do GSF superior a 100%; Abril - Reflexo das condições favoráveis de geração hidráulica (GSF = 94%) e PLD abaixo dos gatilhos definidos pela ANEEL; Maio - Redução das chuvas elevou o risco de acionamento de termelétricas resultando em uma mudança no cenário e acionamento da bandeira amarela; Junho - Resultado da combinação de aflúências reduzidas, menor geração hidrelétrica e acionamento efetivo de termelétricas elevou o PLD acima dos limites da bandeira amarela; Julho - A continuidade das aflúências abaixo da média em todo o país reduziu a geração por hidrelétricas, resultando no acionamento da bandeira vermelha patamar 1; Agosto - O agravamento do cenário hidrológico exigiu maior uso de termelétricas, elevando os custos de geração e levando à bandeira vermelha patamar 2; Setembro - As condições desfavoráveis persistiram, com aflúências abaixo da média e necessidade de geração térmica intensificada, justificando a manutenção da bandeira vermelha patamar 2; Outubro - Apesar de uma leve melhora nas aflúências em algumas regiões, os níveis dos reservatórios continuaram baixos, mantendo a dependência de geração térmica. Essa condição sustentou o PLD em patamares elevados. Assim, foi acionada a bandeira vermelha patamar 1. Novembro - As chuvas começaram a se intensificar, mas de forma insuficiente para recuperar os reservatórios e reduzir de forma relevante o despacho térmico. Por isso, seguiu acionada a bandeira vermelha patamar 1. Dezembro - Com a chegada do período úmido, houve melhora nas condições hidrológicas e recuperação parcial dos reservatórios, permitindo redução do despacho térmico, possibilitando o acionamento da bandeira amarela.

(**) PLD gatilho: Valor em reais / MWh utilizado como base de PLD médio mensal para o acionamento do patamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE.

25 Gastos operacionais

Os gastos operacionais são reconhecidos e mensurados: (i) em conformidade com o regime de competência, apresentados líquidos dos respectivos créditos de PIS e COFINS, quando aplicável; (ii) com base na associação direta da receita; e (iii) quando não resultarem em benefícios econômicos futuros.

Conforme requerido no artigo 187 da Lei nº 6.404/76, a Companhia classifica seus gastos operacionais na Demonstração do Resultado por função, ou seja, os gastos são segregados entre custos e despesas conforme sua origem e função desempenhada na Companhia.

Na segregação entre custos e despesas, são considerados os seguintes critérios: (i) Custo do serviço: contempla os gastos diretamente vinculados à prestação do serviço de energia elétrica vinculados a concessão, tais como, compra de energia elétrica para revenda, encargos de transmissão, amortização do direito de concessão da infraestrutura e os gastos relacionados ao atendimento comercial e operação e manutenção da concessão; e (ii) Despesas operacionais: são os gastos relacionados à administração da Companhia representando diversas atividades gerais atribuíveis às fases do negócio tais como pessoal administrativo, remuneração da administração, perda estimada com créditos de liquidação duvidosa e provisões judiciais, regulatórias e administrativas.

Segue abaixo o detalhamento dos gastos operacionais, de acordo com a sua natureza, conforme requerido pelo CPC 26 (R1):

Notas explicativas
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

		2025						
		Custo do serviço			Despesas operacionais			
		Com energia elétrica	De operação	Prestado a terceiros	PECLD	Gerais e administrativas	Outras	Total
Nota								
Não gerenciáveis								
Energia elétrica comprada para revenda	25.5	2.496.820						2.496.820
Encargos de uso da rede elétrica	25.1	604.887						604.887
Outras		963						963
		3.102.670	-	-	-	-	-	3.102.670
Gerenciáveis								
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada	25.6		160.722	2		52.024		212.748
Material			21.608	152		901		22.661
Serviços de terceiros	25.7		193.315	240		76.759		270.314
Depreciação - Imobilizado em serviço			394			6.242		6.636
Depreciação - Ativos de direito de uso						5.138		5.138
Amortização	25.2		270.145			44.697		314.842
PECLD / perdas líquidas	25.4				81.459			81.459
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	22.1						19.741	19.741
Arrendamentos e aluguéis			5.771			1.022		6.793
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	25.3						95.410	95.410
Custo com construção da infraestrutura	24			843.282				843.282
Outras			16.975			18.224	1	35.200
		-	668.930	843.676	81.459	205.007	115.152	1.914.224
Total		3.102.670	668.930	843.676	81.459	205.007	115.152	5.016.894

		2024						
		Custo do serviço			Despesas operacionais			
		Com energia elétrica	De operação	Prestado a terceiros	PECLD	Gerais e administrativas	Outras	Total
Nota								
Não gerenciáveis								
Energia elétrica comprada para revenda	25.5	2.256.476						2.256.476
Encargos de uso da rede elétrica	25.1	563.668						563.668
Outras		964						964
		2.821.108	-	-	-	-	-	2.821.108
Gerenciáveis								
Pessoal, Administradores e Entidade de previdência privada	25.6		155.170	3		40.106		195.279
Material			22.762	256		937		23.955
Serviços de terceiros	25.7		182.176	120		72.304		254.600
Depreciação - Imobilizado em serviço			191			798		989
Depreciação - Ativos de direito de uso						3.874		3.874
Amortização	25.2		181.175			34.270		215.445
PECLD / perdas líquidas	25.4				58.576			58.576
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	22.1						30.929	30.929
Arrendamentos e aluguéis			4.096			2.300		6.396
Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens	25.3						64.777	64.777
Custo com construção da infraestrutura	24			780.698				780.698
Outras			14.818			21.099		35.917
		-	560.388	781.077	58.576	175.688	95.706	1.671.435
Total		2.821.108	560.388	781.077	58.576	175.688	95.706	4.492.543

25.1 Encargos de uso da rede elétrica

O aumento no exercício deve-se principalmente ao reajuste da Tarifa de Usos do Sistema de Transmissão – TUST, no segundo semestre de 2025.

25.2 Amortização

A variação do saldo de amortização refere-se a maior imobilização de ativos no exercício, devido corte da base para o 10º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica.

25.3 Ganhos e perdas na desativação e alienação de bens

A variação se dá principalmente pelas perdas na desativação de bens por motivos técnicos, sendo os principais valores com a desativação de medidores eletrônicos, concentrador secundário e pela apuração de perdas com alienação, tendo como principais bens alienados, equipamentos eletrônicos, isoladores, medidores eletrônicos, cabos e religadores automáticos.

25.4 PECLD / perdas líquidas

A variação do saldo decorre, principalmente, do crescimento da inadimplência e do não recebimento de valores no período, influenciados por um cenário macroeconômico adverso, marcado pela elevação da taxa Selic e pelo maior endividamento das famílias. Em dezembro, foi realizada a revisão anual das matrizes de PECLD, com atualização das premissas de recuperabilidade com base no histórico recente de inadimplência e nas condições econômicas vigentes (Nota 7.4).

25.5 Energia elétrica comprada para revenda

	Nota	2025	2024
Contratos de compra de energia por disponibilidade	25.5.1	1.021.256	829.174
Contratos de compra de energia por quantidade	25.5.3	650.663	713.150
PROINFA		73.523	58.810
Contratos de compra de energia por cotas	25.5.2	384.262	333.337
Energia de curto prazo	25.5.4	89.051	17.024
Energia de Itaipu Binacional		293.203	306.415
Encargo de Energia de Reserva - EER	25.5.6	162.708	140.669
Encargos de Serviço do Sistema - ESS	25.5.5	(20.723)	21.283
Outros		72.637	40.962
(-) Créditos de PIS/COFINS		(229.760)	(204.348)
		2.496.820	2.256.476

Notas explicativas
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)
25.5.1 Contratos de compra de energia por disponibilidade

A variação do saldo na rubrica deve-se, principalmente, ao reajuste na receita proveniente da venda atrelada a essa modalidade contratual, bem como ao início do suprimento do contrato da UTE GNA II, originado no 26º Leilão de Energia Nova (LEN) com vigência no período de 2025 a 2042 e com volume contratado de 70.732 MW médios.

25.5.2 Contratos de compra de energia por cotas

A variação na rubrica deve-se, principalmente, ao reajuste nas Receitas Anuais de Geração (RAG) das usinas hidrelétricas em regime de cotas.

25.5.3 Contratos de compra de energia por quantidade

A variação do saldo na rubrica deve-se, substancialmente, à sazonalidade dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR-Q) e do encerramento do período de suprimento dos Contratos Bilaterais Regulados (CBR) no exercício.

25.5.4 Energia de curto prazo

A variação na rubrica deve-se, à redução do consumo, principalmente no quarto trimestre de 2025, em comparação com o mesmo período de 2024, o que resultou em um menor déficit no curto prazo em 2025.

25.5.5 Encargos de Serviço do Sistema - ESS

A variação observada decorre, principalmente, dos ajustes relacionados ao Alívio Retroativo (TAJ_AR), que resultaram na redução do custo do ESS para os agentes com consumo atendido pelo SIN.

25.5.6 Encargo de Energia de Reserva - EER

O EER representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas mediante leilões para este fim, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, que são rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN. Para o exercício 2025 houve uma redução no saldo da CONER utilizado na liquidação dos contratos energia reserva, aumentando a necessidade do recolhimento do encargo (EER), fato que justifica a variação apresentada.

25.6 Pessoal e Administradores

	2025	2024
Pessoal		
Remuneração	101.234	98.956
Encargos	35.477	36.553
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	22.052	19.380
Outros benefícios - Corrente	36.929	36.783
Outros	11.828	(452)
	<u>207.520</u>	<u>191.220</u>
Administradores		
Honorários e encargos	4.341	4.601
Benefícios dos administradores	887	(542)
	<u>5.228</u>	<u>4.059</u>
	<u>212.748</u>	<u>195.279</u>

25.7 Serviços de terceiros

	2025	2024
Serviços de consultoria	16.601	16.732
Serviços comerciais	86.248	84.560
Serviços de manutenção	76.668	73.054
Serviços técnicos	10.430	10.244
Serviços de limpeza e vigilância	9.183	8.260
Serviços de informática	36.334	34.791
Serviços de telecomunicações	3.804	3.510
Serviços de transporte	6.744	4.642
Serviços Compartilhados	17.193	13.050
(-) Crédito de PIS/COFINS	(11.031)	(10.089)
Outros	18.140	15.846
	<u>270.314</u>	<u>254.600</u>

26 Resultado financeiro

	Nota	2025	2024
Receitas financeiras			
Juros e variações monetárias			
Renda de aplicações financeiras e cauções	5	83.141	53.586
Energia vendida	26.1	79.774	127.932
Depósitos judiciais	13	20.227	19.387
Juros e multa sobre tributos	9	20.100	38.778
Arrendamentos e aluguéis		1.890	
Operações de <i>swap</i> e <i>hedge</i>	29.1.3	90.500	236.069
Ajustes a valor presente		343	431
(-) Tributos sobre Receitas financeiras		(9.934)	(23.052)
Outras receitas financeiras		5.918	11.862
		<u>291.959</u>	<u>464.993</u>
Despesas financeiras			
Encargos de dívida			
Empréstimos e financiamentos	19.2	(27.539)	(354.306)
Debêntures	18.2	(498.113)	(268.624)
Operações de <i>swap</i> e <i>hedge</i>	29.1.3	(120.916)	
(-) Juros capitalizados	15.3	8.841	9.290
Juros e multa sobre tributos	9	(2.687)	(11.083)
Ativos / passivos financeiros setoriais	8	(25.352)	(25.786)
Provisões cíveis, fiscais e trabalhistas	22.1.1	(64.123)	(52.885)
Benefícios pós-emprego	20	(53.643)	(50.036)
Arrendamentos e aluguéis			508
Energia Livre		(1.888)	(2.252)
Outros juros e variações monetárias		(69)	(47)
Outras despesas financeiras		(8.319)	(5.418)
		<u>(793.808)</u>	<u>(760.639)</u>
Total		<u>(501.849)</u>	<u>(295.646)</u>

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)

26.1 Energia vendida

A redução do saldo observada, é decorrente, principalmente, da apropriação de juros e correções monetárias relacionadas a processos jurídicos da Companhia, com destaque para o caso Samarco, no montante de R\$43.000. Adicionalmente, o saldo foi impactado pela variação do IPCA, que registrou 4,26% em 2025 e 4,71% em 2024.

27 Imposto de renda e Contribuição social

O imposto de renda registrado no resultado é calculado com base nos resultados tributáveis (lucro ajustado), às alíquotas aplicáveis segundo a legislação vigente (15%, acrescida de 10% sobre o resultado tributável que exceder R\$240 anuais). A contribuição social registrada no resultado é calculada com base nos resultados tributáveis (lucro ajustado), por meio da aplicação da alíquota de 9%. Ambos consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real, quando aplicável.

As despesas com Imposto de renda e Contribuição social compreendem os impostos correntes e diferidos. O imposto corrente e o imposto diferido são reconhecidos no resultado a menos que estejam relacionados a itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido.

	Nota	2025	2024
Lucro antes dos tributos sobre o Lucro		316.287	641.748
Alíquota		34%	34%
IRPJ e CSLL		(107.538)	(218.194)
Ajustes para refletir a alíquota efetiva			
IRPJ e CSLL sobre adições e exclusões permanentes			
Doações		(416)	(84)
Perdas indedutíveis		(3.637)	(2.509)
Juros sobre o capital próprio		55.804	42.017
Outras		6.322	12.631
IRPJ e CSLL diferidos não reconhecidos		562	4.060
Ajustes decorrentes de exercícios sociais anteriores		3.865	
Efeito tributário de créditos extemporâneos	27.1		100.795
Incentivos fiscais			
SUDENE	27.2	7.262	16.700
Outros		1.216	1.721
Despesa de IRPJ e CSLL		(36.560)	(42.863)
Alíquota efetiva		11,56%	6,68%

27.1 Efeito tributário de créditos extemporâneos

Refere-se à reversão parcial da reapuração do IRPJ/CSLL decorrente da exclusão da receita de juros SELIC do período de 2019 a 2023, registrada em dezembro de 2024.

27.2 SUDENE

Em 23 de março de 2010, a Companhia obteve, junto à SUDENE, Laudo Constitutivo nº 26/10, atestando o atendimento a todas as condições e requisitos legais exigidos para o reconhecimento do direito à redução de 75% da alíquota do Imposto de Renda e Adicionais não restituíveis, calculados com base no lucro da exploração relativo aos municípios da região norte do estado, integrantes da área de atuação da SUDENE, por um período de 10 anos a partir do exercício social de 2010, protocolado na Unidade da Receita Federal do Brasil - RFB, com jurisdição sobre o município de sua sede.

Em razão dos investimentos de modernização ocorridos na Companhia, foi concedido pela SUDENE a renovação do incentivo fiscal para os anos calendários de 2018 a 2027.

Em 28 de dezembro de 2023, houve a aprovação do Laudo Constitutivo de N° 0550/2023 que pleiteava a renovação relativo ao benefício fiscal da SUDENE. O laudo constitutivo concede o benefício à Companhia por mais 10 anos e tem vigência de 1° de janeiro de 2023 à 31 de dezembro de 2032.

Os incentivos fiscais mencionados acima estão registrados nas demonstrações financeiras da Companhia conforme requerido pelo CPC 07 (R1) Subvenção e Assistência Governamentais.

28 Resultado por ação

O resultado básico por ação da Companhia é calculado pela divisão do resultado atribuível aos titulares de ações ordinárias da Companhia pelo número médio ponderado de ações ordinárias em poder dos acionistas.

A Companhia não operou com instrumentos financeiros passivos conversíveis em ações próprias ou transações que gerassem efeito diluível ou antidiluível sobre o resultado por ação do exercício. Dessa forma, o resultado "básico" por ação que foi apurado para o exercício é igual ao resultado "diluído" por ação segundo os requerimentos do CPC 41.

	2025	2024
Resultado líquido do exercício atribuível aos acionistas	279.727	598.885
Média ponderada do número de ações ordinárias em poder dos acionistas controladores (mil)	5.876	5.876
Resultado básico/ diluído por ação (reais/ações)	47,60500	101,92052

29 Instrumentos financeiros e Gestão de riscos

A Companhia mantém operações com instrumentos financeiros. A administração desses instrumentos é efetuada por meio de estratégias operacionais e controles internos visando assegurar crédito, liquidez, segurança e rentabilidade. A contratação de instrumentos financeiros com o objetivo de proteção é efetuada por meio de uma análise periódica da exposição aos riscos financeiros (câmbio, taxa de juros e etc.), a qual é reportada regularmente por meio de relatórios de risco disponibilizados à Administração.

Em atendimento à Política de Gestão de Riscos Financeiros do Grupo EDP - Energias do Brasil, e com base nas análises periódicas consubstanciadas nos relatórios de risco, são definidas estratégias específicas de mitigação de riscos financeiros, as quais são aprovadas pela Administração, para operacionalização da referida estratégia. A política de controle consiste em acompanhamento permanente das condições contratadas comparadas às condições vigentes no mercado por meio de sistemas operacionais integrados à plataforma SAP. A Companhia não efetua aplicações de caráter especulativo, em derivativos ou quaisquer outros ativos de risco. Os resultados obtidos com estas operações estão condizentes com as políticas e estratégias definidas pela Administração da Companhia.

A administração dos riscos associados a estas operações é realizada por meio da aplicação de políticas e estratégias definidas pela Administração e incluem o monitoramento dos níveis de exposição de cada risco de mercado, previsão de fluxos de caixa futuros e estabelecimento de limites de exposição. Essa política determina também que a atualização das informações em sistemas operacionais, assim como a confirmação e operacionalização das transações junto às contrapartes, sejam efetuadas com a devida segregação de funções.

29.1 Instrumentos financeiros

Instrumentos financeiros são definidos como qualquer contrato que dê origem a um ativo financeiro para a entidade e a um passivo financeiro ou instrumento patrimonial para outra entidade.

Estes instrumentos financeiros são reconhecidos imediatamente na data de negociação, ou seja, na concretização do surgimento da obrigação ou do direito e são inicialmente registrados pelo valor justo acrescido ou deduzido de quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Instrumentos financeiros são baixados desde que os direitos contratuais aos fluxos de caixa expirem, ou seja, a certeza do término do direito ou da obrigação de recebimento, da entrega de caixa, ou título patrimonial. Para essa situação a Administração, com base em informações consistentes, efetua registro contábil para liquidação.

A baixa pode acontecer em função de cancelamento, pagamento, recebimento, transferência ou quando os títulos expirarem.

29.1.1 Classificação dos instrumentos financeiros

Segue abaixo a classificação e mensuração dos ativos e passivos financeiros da Companhia:

	Nota	Níveis	Valor justo		Valor contábil	
			31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Valor justo por meio do resultado						
No reconhecimento inicial ou subsequentemente						
Caixa e equivalentes de caixa	5					
Aplicações financeiras		Nível 2	415.751	1.232.114	415.751	1.232.114
Ativo financeiro indenizável	15.1	Nível 2	380.186	4.958.147	380.186	4.958.147
Títulos e valores mobiliários	6	Nível 2	25.267		25.267	
Instrumentos Financeiros Derivativos						
Derivativos de dívidas	29.1.3	Nível 2		181.515		181.515
Derivativos de debêntures	29.1.3	Nível 2	14.564	142.268	14.564	142.268
			<u>835.768</u>	<u>6.514.044</u>	<u>835.768</u>	<u>6.514.044</u>
Custo amortizado						
Caixa e equivalentes de caixa	5					
Bancos conta movimento		Nível 2	54.442	48.224	54.442	48.224
Consumidores e concessionárias	7	Nível 2	1.070.197	986.689	1.070.197	986.689
Cauções	13	Nível 2	198	194	198	194
Ativos financeiros setoriais	8	Nível 2	266.466	70.907	266.466	70.907
Outros créditos - Partes relacionadas	11	Nível 2	706	18	706	18
			<u>1.392.009</u>	<u>1.106.032</u>	<u>1.392.009</u>	<u>1.106.032</u>
			<u>2.227.777</u>	<u>7.620.076</u>	<u>2.227.777</u>	<u>7.620.076</u>
Passivos Financeiros						
Valor justo por meio do resultado						
No reconhecimento inicial ou subsequentemente						
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	19					
Moeda estrangeira		Nível 2	741.298	922.786	741.298	922.786
Debêntures	18	Nível 2	527.115	272.939	527.115	272.939
Instrumentos Financeiros Derivativos						
Derivativos de debêntures	29.1.3	Nível 2	14.832	29.063	14.832	29.063
			<u>1.283.245</u>	<u>1.224.788</u>	<u>1.283.245</u>	<u>1.224.788</u>
Custo amortizado						
Fornecedores	16	Nível 2	662.197	561.087	662.197	561.087
Debêntures	18	Nível 2	3.387.815	3.610.099	2.970.050	3.387.657
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	19					
Moeda nacional		Nível 2		35.271		35.271
Outras contas a pagar - Partes relacionadas	11	Nível 2	37.349	16.354	37.349	16.354
Arrendamentos e aluguéis	14.6	Nível 2	5.521	9.795	6.764	10.678
Passivos financeiros setoriais	8	Nível 2	269.414	374.309	269.414	374.309
			<u>4.362.296</u>	<u>4.606.915</u>	<u>3.945.774</u>	<u>4.385.356</u>
			<u>5.645.541</u>	<u>5.831.703</u>	<u>5.229.019</u>	<u>5.610.144</u>

29.1.1.1 Ativos financeiros

Na análise para a classificação dos ativos financeiros a Companhia avalia os seguintes aspectos: (i) o modelo de negócios para a gestão dos ativos financeiros; e (ii) as características do fluxo de caixa contratual do ativo financeiro.

Posteriormente ao reconhecimento inicial pelo seu valor justo, os ativos financeiros são classificados e mensurados conforme descrito abaixo:

• Custo amortizado

Se a Companhia, conforme seu modelo de negócio, possui a intenção de manter o ativo financeiro para receber fluxos de caixa contratuais e se os mesmos constituem recebimentos de principal e juros sobre o valor original.

• Valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA)

Se a Companhia, conforme seu modelo de negócio, possui a intenção de receber os fluxos de caixa contratuais, tanto pela manutenção quanto pela venda do ativo financeiro, e se os mesmos constituem recebimentos de principal e juros sobre o valor original.

• Valor justo por meio do resultado (VJR)

Se a Companhia possui um ativo financeiro que não se enquadra na classificação de custo amortizado ou VJORA ou quando a Companhia desejar eliminar ou reduzir significativamente uma inconsistência de mensuração ou de reconhecimento que, de outro modo, pode resultar da mensuração de ativos ou passivos ou do reconhecimento de ganhos e perdas nesses ativos e passivos em bases diferentes.

29.1.1.2 Passivos financeiros

Posteriormente ao reconhecimento inicial pelo seu valor justo, como regra geral, os passivos financeiros são classificados e mensurados como custo amortizado.

Os passivos financeiros apenas serão classificados como VJR se forem: (i) derivativos; (ii) passivos financeiros decorrentes de ativos financeiros transferidos que não se qualificaram para desreconhecimento; (iii) contratos de garantia financeira; (iv) compromissos de conceder empréstimo em taxa de juros abaixo do praticado no mercado; e (v) contraprestação contingente reconhecida por adquirente em combinação de negócios.

A Companhia também poderá classificar um passivo financeiro como VJR quando: (i) a Companhia desejar eliminar ou reduzir significativamente uma inconsistência de mensuração ou de reconhecimento que, de outro modo, pode resultar da mensuração de ativos ou passivos ou do reconhecimento de ganhos e perdas nesses ativos e passivos em bases diferentes; ou (ii) o desempenho de um passivo financeiro é avaliado com base no seu valor justo de acordo com uma estratégia documentada de gerenciamento de risco ou de investimento fornecidas internamente pela Administração da Companhia.

29.1.2 Valor justo

Valor justo é o preço que seria recebido pela venda de um ativo ou que seria pago pela transferência de um passivo em uma transação não forçada entre participantes do mercado na data de mensuração.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Para apuração do valor justo, a Companhia projeta os fluxos dos instrumentos financeiros até o término das operações seguindo as regras contratuais, inclusive para taxas pós-fixadas, e utiliza como taxa de desconto o Depósito Interbancário - DI futuro divulgado pela B3, exceto quando outra taxa for indicada na descrição das premissas para o cálculo do valor justo, e considerando também o risco de crédito próprio da Companhia e da Contraparte, de acordo com o CPC 46. Este procedimento pode resultar em um valor contábil diferente do seu valor justo principalmente em virtude dos instrumentos apresentarem prazos de liquidação longos e custos diferenciados em relação às taxas de juros praticadas atualmente para contratos similares.

No caso dos Empréstimos e financiamentos (Nota 19), de acordo com o CPC 12, não é aplicável a técnica de ajuste a valor presente aos contratos com o BNDES, uma vez que estes contratos possuem características próprias.

As operações com instrumentos financeiros da Companhia que apresentam saldo contábil equivalente ao valor justo são decorrentes do fato destes instrumentos financeiros possuírem características substancialmente similares aos que seriam obtidos se fossem negociados no mercado.

Considerando que a taxa de mercado (ou custo de oportunidade do capital) é definida por agentes externos, levando em conta o prêmio de risco compatível com as atividades do setor e que, na impossibilidade de buscar outras alternativas ou diferentes hipóteses de mercado e/ou metodologias para suas estimativas, face aos negócios da empresa e às peculiaridades setoriais, o valor de mercado das Debêntures, dos Empréstimos e financiamentos e Arrendamentos e aluguéis diferem do seu valor contábil.

As informações adicionais sobre as premissas utilizadas na apuração dos valores justos dos instrumentos financeiros, que diferem do valor contábil, são divulgadas a seguir levando em consideração os prazos e relevância de cada instrumento financeiro:

(i) Debêntures e Empréstimos e financiamentos: são mensurados por meio de modelo de precificação aplicado individualmente para cada transação levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas por meio das curvas de juros de mercado. Desta forma, o valor de mercado de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate) trazido a valor presente pelo fator de desconto, incluindo o risco de crédito; e

(ii) Arrendamentos e aluguéis: consiste nos contratos, ou parte dos contratos, que transfere o direito de usar um ativo subjacente por um período de tempo em troca de contraprestação, conforme CPC 06 (R2). O saldo leva em consideração os fluxos futuros de pagamento, fundamentado nas condições contratuais, descontados a valor presente pela taxa que corresponde o custo de financiamento na contratação dos ativos alugados.

29.1.2.1 Mensuração a valor justo de instrumentos financeiros

A hierarquização dos instrumentos financeiros por meio do valor justo regula a necessidade de informações mais consistentes e atualizadas com o contexto externo à Companhia. São exigidos como forma de mensuração para o valor justo dos instrumentos da Companhia:

(a) Nível 1 - preços negociados em mercados ativos para ativos ou passivos idênticos;

(b) Nível 2 - preços diferentes dos negociados em mercados ativos incluídos no Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, direta ou indiretamente; e

(c) Nível 3 - para o ativo ou passivo que são baseados em variáveis não observáveis no mercado. São geralmente obtidas internamente ou em outras fontes não consideradas de mercado.

A metodologia aplicada na segregação por níveis para o valor justo dos instrumentos financeiros da Companhia, classificados como valor justo por meio do resultado, foi baseada em uma análise individual buscando no mercado operações similares às contratadas e observadas. Os critérios para comparabilidade foram estruturados levando em consideração prazos, valores, carência, indexadores e mercados atuantes. Quanto mais simples e fácil o acesso à informação comparativa mais ativo é o mercado, quanto mais restrita a informação, mais restrito é o mercado para mensuração do instrumento. Não houve alteração nas classificações dos níveis de Instrumentos financeiros no exercício.

29.1.3 Instrumentos financeiros derivativos

Instrumento financeiro derivativo pode ser identificado desde que: (i) seu valor seja influenciado em função da flutuação da taxa ou do preço de um instrumento financeiro; (ii) não necessita de um investimento inicial ou é bem menor do que seria em contratos similares; e (iii) sempre será liquidado em data futura. Somente atendendo todas essas características podemos classificar um instrumento financeiro como derivativo.

Os instrumentos financeiros derivativos são reconhecidos pelo seu valor justo, sendo os ganhos e perdas resultantes dessa reavaliação registrados no resultado do exercício, exceto quando o derivativo for classificado como proteção de fluxo de caixa, sendo os ganhos e perdas registrados em Outros resultados abrangentes no Patrimônio líquido.

Segue abaixo o quadro contendo as principais informações a respeito dos derivativos contratados pela Companhia:

Contraparte	Vigência	Posição	Nocional USD	Nocional BRL	31/12/2025		2025		31/12/2024		2024	
					Ativo	Passivo	Valor Justo Líquido	Efeito no Resultado	Ativo	Passivo	Valor Justo Líquido	Efeito no Resultado
Itaú	12/02/2021 a 15/07/2025	IPCA + 3,26% a.a. / CDI + 1,15% a.a.		500.000			-	1.717	635.583	(529.627)	105.956	8.610
XP Investimentos	15/06/2022 a 15/07/2025	IPCA + 5,91% a.a. / CDI + 0,19% a.a.		240.865			-	2.935	90.869	(83.620)	7.249	1.292
Itaú BBA	18/07/2023 a 07/07/2025	USD + 6,788% a.a. / CDI + 1,30% a.a.	83.318	400.000			-	(65.140)	533.003	(423.719)	109.284	68.742
Scotiabank Brasil S/A Banco Múltiplo	30/08/2023 a 14/07/2025	USD + 7,057% a.a. / CDI + 1,18% a.a.	60.815	300.000			-	(60.160)	389.783	(317.552)	72.231	97.233
Scotiabank Brasil S/A Banco Múltiplo	29/11/2023 a 29/11/2024	USD + 6,659% a.a. / CDI + 1,15% a.a.	61.287	300.000			-				-	60.192
Scotiabank Brasil S/A Banco Múltiplo	07/08/2025 a 07/08/2026	USD + 4,5520% a.a. / CDI + 0,2500% a.a.	32.200	180.000	562.045	(551.694)	10.351	10.351			-	
Scotiabank Brasil S/A Banco Múltiplo	09/12/2025 a 09/12/2026	USD + 4,0690% a.a. / CDI + 0,2500% a.a.	102.900	550.000	179.253	(189.872)	(10.619)	(10.619)			-	
					741.298	(741.566)	(268)	(120.916)	1.649.238	(1.354.518)	294.720	236.069

Os impactos dos ganhos e perdas no exercício findo em 31 de dezembro de 2025, assim como a movimentação dos derivativos foram os seguintes:

Swap	Efeito no Resultado			
	31/12/2024	Liquidação	Juros provisórios	Ajuste a valor de mercado
Risco de taxa de juros e moeda				
Debêntures	113.205	(117.857)	(40.957)	45.609
Empréstimos	181.515	(56.215)	(33.696)	(91.872)
	294.720	(174.072)	(74.653)	(46.263)

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

29.1.3.1 Contratos de swap

Em 08 de agosto de 2025, a Companhia contratou instrumento financeiro derivativo classificado como *swap*, registrado por meio de seu valor justo, com a finalidade de proteger os riscos da variação cambial através da troca dos fluxos de pagamentos, de dólar americano para taxa de juros CDI, do financiamento contratado junto ao Banco Scotiabank (Nota 19).

Em 09 de dezembro de 2025, a Companhia contratou instrumento financeiro derivativo classificado como *swap*, registrado por meio de seu valor justo, com a finalidade de proteger os riscos da variação cambial através da troca dos fluxos de pagamentos, de dólar americano para taxa de juros CDI, do financiamento contratado junto ao Banco Scotiabank (Nota 19).

29.2 Gestão de riscos

A gestão de riscos do Grupo EDP - Energias do Brasil segue padrões globais e metodologias amplamente reconhecidas no mercado, como COSO ERM (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission) e a Norma ABNT NBR ISO 31000 (Gestão de Riscos). A governança do tema é definida na Política de Enterprise Risk Management, aprovada pelo Conselho de Administração e disponibilizada publicamente ao mercado.

A gestão do risco é responsabilidade da Risk Business Enablement Function (RISK), junto dos Centros de Excelência (CoE) e os Business Partners (BP), garantindo a articulação e a comunicação em todo o Grupo EDP - Energias do Brasil, sobre as principais fontes de exposição e medidas de mitigação dos riscos. Além disso, agentes regionais são definidos para garantir a avaliação dos riscos no contexto de cada região.

O modelo adota o conceito das três linhas de defesa, com uma possível quarta linha externa - em casos necessários, auditorias externas e supervisões regulatórias podem complementar o modelo.

(i) Colaboradores e áreas de negócio que gerenciam riscos no dia a dia. Detém a responsabilidade sobre os riscos mapeados e reporta diretamente para a alta administração.

(ii) Formada pelas áreas de Risco e Controle, fornece orientação metodológica e supervisiona a gestão dos riscos identificados.

(iii) Representada pela Auditoria Interna, oferece avaliações independentes que reforçam a solidez do sistema de gerenciamento.

Para garantir um entendimento integrado e uma linguagem comum, a Companhia organiza sua Taxonomia dos Riscos Corporativos em cinco categorias principais: Estratégico e ESG, Negócio de Energia, Financeiro, Contraparte e Operacional.

O processo de gestão está estruturado em cinco fases principais: Estabelecimento do contexto, Identificação, Análise, Avaliação, Tratamento, Monitorização e Comunicação.

29.2.1 Risco de mercado

O risco de mercado é apresentado como a possibilidade de perdas monetárias em função das oscilações de variáveis que tenham impacto em preços e taxas negociadas no mercado. Essas flutuações geram impacto a praticamente todos os setores e, portanto, representam fatores de riscos financeiros.

As Debêntures e Empréstimos e financiamentos captados pela Companhia, apresentados nas notas 18 e 19, possuem regras contratuais para os passivos financeiros fundamentalmente atrelados ao risco de mercado associado à CDI, Dólar e IPCA.

Deve-se considerar que a Companhia está exposta à oscilação da taxa SELIC e da inflação, podendo ter um custo maior na realização dessas operações.

A Companhia está exposta ao risco de variação cambial, atrelado ao Dólar, por meio dos pagamentos de energia comprada de Itaipu, contudo, as alterações de variação cambial são repassadas integralmente ao consumidor na tarifa, por meio do mecanismo da CVA.

29.2.1.1 Análise de sensibilidade

A Companhia efetua a análise de sensibilidade de seus instrumentos financeiros, inclusive os derivativos.

A análise de sensibilidade tem como objetivo mensurar o impacto às mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. Não obstante, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade contida no processo utilizado na preparação dessas análises. As informações demonstradas no quadro, mensuram contextualmente o impacto nos resultados da Companhia em função da variação de cada risco destacado.

No quadro a seguir foram considerados cenários dos indexadores utilizados pela Companhia, com as exposições aplicáveis de flutuação de taxas de juros e outros indexadores até as datas de vencimento dessas transações, com o cenário I (provável) o adotado pela Companhia, baseado fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do relatório Focus do Banco Central, os cenários II e III com 25% e 50% de aumento do risco, respectivamente, e os cenários IV e V com 25% e 50% de redução, respectivamente.

Operação	Risco	Saldo da exposição	Aging cenário provável			Cenário (I)	Cenário (II)	Cenário (III)	Cenário (IV)	Cenário (V)
			Até 1 ano	2 a 5 anos	Acima de 5 anos	Provável	Aumento do risco em 25%	Aumento do risco em 50%	Redução do risco em 25%	Redução do risco em 50%
Aplicação financeira - CDB	CDI	121.140	15.120	-	-	15.120	3.756	7.502	(3.765)	(7.540)
Aplicação financeira - Debêntures	CDI	294.611	7.967	-	-	7.967	1.875	3.709	(1.919)	(3.885)
Títulos e valores mobiliários	CDI	25.267	2.160	-	-	2.160	522	1.037	(529)	(1.065)
Instrumentos financeiros ativos	CDI	441.018	25.247	-	-	25.247	6.153	12.248	(6.213)	(12.490)
Debêntures	CDI	(2.998.484)	(388.831)	(913.145)	(96.643)	(1.398.619)	(317.595)	(633.545)	326.724	655.433
Instrumentos financeiros passivos	CDI	(2.998.484)	(388.831)	(913.145)	(96.643)	(1.398.619)	(317.595)	(633.545)	326.724	655.433
		(2.557.466)	(363.584)	(913.145)	(96.643)	(1.373.372)	(311.442)	(621.297)	320.511	642.943
Empréstimos e financiamentos	Dólar	(741.298)	(33.081)	-	-	(33.081)	(13.324)	(17.592)	8.270	16.540
Instrumentos financeiros passivos	Dólar	(741.298)	(33.081)	-	-	(33.081)	(13.324)	(17.592)	8.270	16.540
Swap - Ponta Ativa	Dólar	741.298	33.081	-	-	33.081	13.324	17.592	(8.270)	(16.540)
Instrumentos financeiros derivativos	Dólar	741.298	33.081	-	-	33.081	13.324	17.592	(8.270)	(16.540)
		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Debêntures	IPCA	(525.695)	(62.170)	(247.846)	(429.593)	(739.609)	(101.689)	(212.554)	93.294	178.904
Instrumentos financeiros passivos	IPCA	(525.695)	(62.170)	(247.846)	(429.593)	(739.609)	(101.689)	(212.554)	93.294	178.904

As curvas futuras dos indicadores financeiros CDI, Dólar e IPCA estão em acordo com o projetado pelo mercado e alinhadas com a expectativa da Administração da Companhia.

Os indicadores tiveram seus intervalos conforme apresentado a seguir: CDI entre 4,17% e 22,35% a.a.; Dólar entre R\$2,75 e R\$8,81 e IPCA entre 1,72% e 9,92% a.a.

29.2.2 Risco de liquidez

O risco de liquidez evidencia a capacidade da Companhia em liquidar as obrigações assumidas. Para determinar a capacidade financeira da Companhia em cumprir adequadamente os compromissos assumidos, os fluxos de vencimentos dos recursos captados e de outras obrigações fazem parte das divulgações. Informações com maior detalhamento sobre as debêntures e empréstimos captados pela Companhia são apresentados nas notas 18 e 19.

A Administração da Companhia somente utiliza linhas de créditos que possibilitem sua alavancagem operacional. Essa premissa é afirmada quando observamos as características das captações efetivadas.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Os ativos financeiros mais expressivos da Companhia estão demonstrados nas rubricas: (i) Caixa e equivalentes de caixa (Nota 5), sendo o Caixa um montante cuja disponibilidade é imediata e os Equivalentes de caixa correspondentes às aplicações financeiras de liquidez imediata que são prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa; (ii) Consumidores e Concessionárias (Nota 7), cujos os saldos apresentados compreendem um fluxo estimado para os recebimentos; e (iii) Ativo financeiro indenizável (Nota 15.1) cujo o saldo apresentado corresponde ao valor a receber do Poder Concedente ao final da concessão e está mensurado pelo valor novo de reposição.

A Companhia também gerencia o risco de liquidez por meio do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela análise de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro de 2025, incluindo principal e juros, considerando a data mais próxima em que a Companhia espera liquidar as respectivas obrigações.

	31/12/2025					31/12/2024		
	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	De 3 meses a 1 ano	De 1 a 5 anos	Mais de 5 anos	AVP	Total	Total
Passivos Financeiros								
Fornecedores	389.520	106.975	165.702				662.197	561.087
Outras contas a pagar - Partes relacionadas				37.349			37.349	16.354
Debêntures			364.223	2.323.926	809.016		3.497.165	3.660.596
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas			741.298				741.298	958.057
Juros vincendos de empréstimos, financiamentos e debêntures			488.818	1.493.092	509.150		2.491.060	1.586.933
Derivativos			14.832				14.832	29.063
Arrendamentos e aluguéis	504	496	4.181	2.369		(786)	6.764	10.678
Passivos financeiros setoriais			79.586	189.828			269.414	374.309
	390.024	107.471	1.858.640	4.046.564	1.318.166	(786)	7.720.079	7.197.077

Adicionalmente a Companhia possui em seu Contrato de Concessão cláusula de Equilíbrio Econômico-Financeiro para restabelecer alterações significativas nos custos, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia elétrica e encargos de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica ou na hipótese de alteração unilateral do contrato, o que garante maior estabilidade na gestão do risco de liquidez da Companhia.

29.2.2.1 Risco de sobrecontratação

Conforme previsto na regulamentação do setor elétrico, em especial no Decreto nº 5.163/04, se a energia contratada estiver dentro do limite de até 5% acima da necessidade total da distribuidora, haverá repasse integral às tarifas do custo incorrido com a compra de energia excedente e da consequente liquidação ao PLD. Contudo, quando a distribuidora ultrapassar o referido limite, sendo este ocasionado de forma voluntária, fica exposta à variação entre o preço de compra e o de venda do montante excedente no mercado de curto prazo.

A estratégia para contratação de energia pela Companhia busca assegurar que o nível de contratação permaneça na faixa entre 100% e 105%, minimizando os riscos com a compra de energia para atendimento ao mercado cativo. Para tal, a cada processo de decisão do montante de declaração de compra de energia em leilão e da participação em MCSD ou venda de energia por meio do MVE, utilizam-se de modelos estatísticos para a projeções de diversos cenários de consumo, onde correlaciona-se variáveis climáticas, econômicas e tarifárias, além de modelos de otimização que buscam a minimização do custo, risco de penalidade e não-repasse tarifário.

Na regulação atual, a expansão em lastro do sistema energético nacional é garantida por meio da contratação de energia de longo prazo pelas distribuidoras, por meio da projeção do seu mercado cativo, com 3 a 7 anos de antecedência em relação ao período de suprimento da energia elétrica adquirida (alterado pelo Decreto nº 9.143/17), ou seja, as decisões de contratações utilizam-se de projeções econômicas de longo prazo que em situação de normalidade não apresentam grandes variações. O montante dos compromissos contratuais para compra de energia futura firmados até 31 de dezembro de 2025 estão apresentados na nota 31.1.

No cenário atual, além da queda no consumo ocasionada por uma conjuntura econômica adversa e imprevisível, a forte elevação nas tarifas do mercado regulado em contrapartida de um preço baixo no mercado livre, levaram muitos clientes a migrarem do ambiente cativo ao livre, motivados por uma redução do custo com a compra de energia. Ambos os fatores levaram as distribuidoras a um cenário generalizado de sobrecontratação.

Para mitigação dos riscos de sobre e subcontratação (exposição), há instrumentos previstos na regulamentação para que as distribuidoras possam elevar ou reduzir o volume de energia contratada, ou seja, administrar seus portfólios de contratos. São eles:

- Elevação do nível de contratação por meio da contratação nos Leilões A-7, A-6, A-5, A-4, A-3, A-2, A-1, A-0, de fontes alternativas (alterado pelo Decreto nº 9.143/17), de ajuste e também por meio de participações no MCSD tanto de Energia Existente quanto de Energia Nova com declaração de déficit;
- (i) Diminuição do nível de contratação por meio da redução dos volumes dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEARs de energia existente por quantidade, com redução anual de até 4% do volume contratado por variações de mercado; (ii) redução de contratos de energia existente por quantidade por migração de consumidores convencionais e especiais (Previsto pela Resolução Normativa nº 726/2016) ao Ambiente de Contratação Livre (ACL); (iii) acordos bilaterais; e (iv) participação em MCSDs com declaração de sobre e venda de energia para o ACL por meio do MVE.

Com a publicação da Lei nº 12.783/13, que tratou da prorrogação das concessões do setor de energia elétrica, os agentes detentores de usinas hidrelétricas cujo prazo de concessão terminasse em até cinco anos puderam solicitar a renovação da concessão, submetendo-se ao regime de Cotas de Garantia Física, alocadas às distribuidoras por meio dos Contratos de Cotas de Garantia Física - CCGFs. Assim, a partir de 2013, os CCGFs substituíram parte dos CCEARs de energia existente das distribuidoras.

No entanto, aos CCGFs não foi dada a prerrogativa de redução do volume contratado para que a distribuidora pudesse administrar o seu nível de contratação. Com esta alteração, alheia à gestão das distribuidoras, este segmento passou a não possuir mecanismos suficientes para se proteger contra a redução de consumo e migração de clientes ao ambiente livre. Nomeadamente, a participação do MCSD 4%, tampouco do MCSD Trocas Livres e do MCSD Mensal, ficaram limitadas. Logo, reduziu o volume de realizações nos CCEARs de energia existente tal como preconizado na Lei nº 10.848/04 e no artigo 29 do Decreto nº 5.163/04.

Além dos contratos CCGFs, que não apresentam a prerrogativa de redução do volume contratado, a perda de flexibilidade das distribuidoras na gestão de suas sobras contratuais foi potencializada pela introdução de CCEARs de energia existente por disponibilidade nos seus portfólios, os quais também não preveem cláusula contratual específica que permita a redução do montante contratado.

Em 2016 a Nota Técnica nº 109/2016 propunha o aprimoramento da Resolução Normativa nº 693/2015 permitindo criar o MCSD de Energia Nova como um mecanismo adicional para que tanto distribuidoras quanto geradoras pudessem descontratar energia no mercado regulado. Em 2018 mediante a Resolução Normativa nº 824 de 10 de julho e a Resolução nº 833 de 10 de dezembro do mesmo ano (revogada pela Resolução nº 869 de 28 de janeiro de 2020), foi regulamentado o MVE como instrumento adicional de gestão de sobre e venda de energia para as distribuidoras. Contudo, esta nova normativa também limitou a eficiência do MCSD Energia Nova e dos contratos bilaterais na redução do nível de contratação, permitindo a utilização destes mecanismos apenas com usinas que não estejam em operação comercial.

Em 30 de novembro de 2021 a Diretoria da ANEEL aprovou a regra de repasse tarifário dos efeitos do MVE para os produtos anuais e semestrais. Entretanto, a apuração final do valor depende da definição dos montantes de sobrecontratação involuntária, que ainda estão em discussão com a Agência.

Com a publicação do Decreto nº 9.143/17 (Resolução nº 453 de 2011), passou-se a reconhecer a exposição contratual involuntária das distribuidoras sempre que observada a condição do máximo esforço do agente, em razão de: (i) compra frustrada de energia elétrica em leilões de contratação; (ii) acontecimentos extraordinários e imprevisíveis decorrentes de eventos alheios à vontade do agente vendedor, reconhecidos pela ANEEL; (iii) alterações na distribuição dos CCGFs, na disponibilidade de energia e potência da Itaipu Binacional, do PROINFA e, a partir do ano de 2013, das Usinas Angra 1 e Angra 2; e (iv) exercício da opção de compra por consumidores livres e especiais. Contudo, apesar de reconhecida a exposição involuntária, os critérios de cumprimento da condição de máximo esforço do distribuidor estão em fase de discussão na ANEEL no que se refere aos anos de 2019 em diante.

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024 (Em milhares de reais, exceto quando indicado)

A Resolução Normativa nº 869/20 determina ainda que para atender o critério de máximo esforço será exigida a declaração no MCS D Energia Nova de todos os montantes de exposição involuntária das distribuidoras.

Com a publicação da Lei nº 14.300/22, que instituiu o marco legal da Micro e Mini Geração Distribuída – MMDG, observou-se um crescimento exponencial de novos projetos em busca dos benefícios trazidos pela Lei, o que tem reduzido ainda mais o mercado das distribuidoras.

De forma a conciliar o fomento ao crescimento da MMDG com a sustentabilidade do negócio da distribuição, a Lei dispõe quanto à involuntariedade da sobrecontratação oriunda da MMDG e da comercialização de excedentes de energia produzida por ela.

Em dezembro de 2021 foi emitida a Nota Técnica nº 121/2021–SRM/SGT/ANEEL com novos critérios de apuração da sobrecontratação involuntária.

Em agosto de 2022 foi publicado o despacho ANEEL 2.168 que homologou os montantes de exposição e sobrecontratação involuntária dos agentes de distribuição, para os anos de 2016 e 2017, considerando (a) a retirada da avaliação do critério econômico para o cálculo da sobrecontratação involuntária de 2016 e 2017 e a adoção do critério de máximo esforço da exposição voluntária aplicada até 2015 e (b) estabelecer os montantes de involuntariedade dos agentes de distribuição para os anos de 2016 e 2017, sem a adoção do critério de 2,5% nos montantes de migração para o Ambiente de Contratação Livre - ACL como sobrecontratação involuntária para os anos de 2016 e 2017.

Em novembro de 2023 foi publicado o despacho ANEEL 4.395 que homologou os montantes de exposição e sobrecontratação involuntárias dos agentes de distribuição, para o ano de 2018. Os valores publicados foram de acordo com os esperados pelas distribuidoras.

Não obstante o descrito acima, a Companhia gerencia seus portfólios participando ativamente de mecanismos de cessão de energia. Ao final do exercício, permanece dentro do limite regulatório previamente mencionado, garantindo o repasse integral dos custos com energia e, consequentemente, não dependendo de uma definição sobre involuntariedade por parte da ANEEL.

A sobrecontratação do exercício de 2025 oriunda substancialmente da estratégia da Administração da Companhia para redução do nível de contratação. Em 31 de dezembro de 2025 o volume negociado foi de 397.082MWh frente à 156.253MWh no exercício anterior, o preço comercializado pela Companhia foi de R\$247,19/MWh enquanto que no exercício anterior foi de R\$224,18/MWh. No exercício findo em 31 de dezembro de 2025, não houve impacto de sobrecontratação para a companhia

29.2.2.2 Vencimento antecipado de dívidas

A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritivas (*Covenants*), normalmente aplicável a esse tipo de operação, relacionada ao atendimento de índice financeiro.

Covenants são indicadores econômico-financeiros de controle da saúde financeira da Companhia exigidos nos contratos de ingresso de recursos. O não cumprimento dos *covenants* impostos nos contratos de dívida pode acarretar em um desembolso imediato ou vencimento antecipado de uma obrigação com fluxo e periodicidade definidos. A relação dos *covenants* por contrato aparecem descritos individualmente nas notas 18 e 19. Até a emissão das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2025 todos os *covenants* das obrigações contratadas foram atendidos em sua plenitude.

Além do controle de *covenants* atrelado ao risco de liquidez, existem garantias contratadas para os Empréstimos, financiamentos na nota 19. Essas garantias contratuais são o máximo que a Companhia pode ser exigida a liquidar, conforme os termos dos contratos de garantia financeira, caso o valor total garantido seja executado pela contraparte decorrente de falta de pagamento. Para a rubrica de Compra de Energia, as garantias estão vinculadas, em sua maioria, aos recebíveis da Companhia, passíveis de alteração decorrente de eventuais perdas de crédito nestes recebíveis.

29.2.2.2.1 Capital circulante líquido - CCL

O capital circulante líquido da Companhia, que corresponde à diferença entre o ativo circulante e o passivo circulante, em 31 de dezembro de 2025 foi negativo em 947.550 (R\$4.470.087 positivo em 31 de dezembro de 2024), devido, principalmente, às amortizações previstas dos empréstimos e financiamentos e o pagamento dos dividendos. A Administração da Companhia entende que possui liquidez satisfatória, mesmo com o capital circulante líquido negativo, apresentando condições adequadas para cumprir com as obrigações operacionais de curto prazo. A Administração acompanha constantemente a sua liquidez e possui estratégias suficientes para fazer frente às suas necessidades de caixa de curto prazo, seja por meio da própria geração de caixa da Companhia, quanto por captação de dívida, tendo em vista o amplo acesso ao mercado de capitais.

29.2.3 Risco hidrológico

A matriz energética brasileira é predominantemente hídrica e um período prolongado de escassez de chuva reduz o volume de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, ocasionando um aumento no custo de aquisição de energia no mercado de curto prazo e na elevação nos valores de encargos de sistema elétrico em decorrência do aumento do despacho das usinas termoeletricas, gerando maior necessidade de caixa e consequentemente de aumentos tarifários futuros para a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão da Companhia.

A Companhia mantém o monitoramento constante do risco de racionamento. Há três vertentes principais de atuação: (i) monitoramento das condições energéticas do sistema, que inclui a avaliação do cenário de oferta e demanda, das variáveis macro e microeconômicas, e das especificidades de cada mercado; (ii) gestão ativa do portfólio para a otimização dos recursos e mitigação do risco pela composição do hedge; e (iii) controle independente do risco de mercado da geração hídrica.

29.2.4 Risco de crédito

• Consumidores e Concessionárias

Os contratos de concessão de distribuição priorizam o atendimento abrangente do mercado, sem que haja qualquer exclusão das populações de baixa renda e das áreas de menor densidade populacional. Desta forma, o atendimento e aceite ao novo consumidor cativo dentro da área de atuação da concessionária que presta o serviço na região é regra integrante e do contrato de concessão.

Assim, para a distribuição de energia elétrica o instrumento financeiro capaz de expor a Companhia ao risco de crédito é o Contas a receber de consumidores. Contudo, a Companhia realiza abrangentes estudos para determinar a perda estimada para estes ativos.

A principal ferramenta na mitigação do risco de não realização do contas a receber de consumidores é a suspensão do fornecimento de energia elétrica aos consumidores inadimplentes. Anterior a essa etapa a Companhia realiza diversos métodos de cobrança tais como cobranças administrativas, notificações na fatura de energia e via SMS, protesto junto aos cartórios, restrição de crédito junto às empresas de proteção ao crédito, entre outras. A Companhia oferece diversos canais de atendimento para facilitar o contato com o consumidor, dentre elas, *call centers*, lojas de atendimento presencial, internet, aplicativo, além de realização de feirões para acordos de pagamentos.

Adicionalmente, com vistas a manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, a regulamentação da ANEEL prevê o repasse nas tarifas do montante de receitas não arrecadadas, transcorridos o prazo de 5 anos de cobrança, conforme regulamentação vigente por meio do submódulo 2.2 do PRORET.

• Caixa, Equivalentes de caixa e Cauções

A administração desses ativos financeiros é efetuada por meio de estratégias operacionais com base em políticas corporativas e controles internos visando assegurar liquidez, segurança e rentabilidade.

Estratégias específicas de mitigação de riscos financeiros em atendimento à Política de Gestão de Riscos Financeiros do Grupo EDP - Energias do Brasil, são realizadas periodicamente baseadas nas informações extraídas dos relatórios de riscos.

As decisões sobre aplicações financeiras também são orientadas pela mesma política citada acima, estabelecendo condições e limites de exposição a riscos de mercado avaliados por agências especializadas. A política determina níveis de concentração de aplicações em instituições financeiras de acordo com o *rating* do banco e o montante total das aplicações da Companhia, de forma a manter uma proporção equilibrada e menos sujeita a perdas.

Em se tratando de aplicações financeiras vinculadas à CDB ou lastreadas em debêntures, a Companhia opera apenas com instituições financeiras cuja classificação de risco seja no mínimo A na agência Fitch Ratings (ou equivalente para as agências Moody's ou Standard & Poor's). Segue abaixo os montantes de aplicações financeiras segregadas por classificação de riscos:

Notas explicativas

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

	Nota	31/12/2025	31/12/2024
Classificação da instituição financeira			
AAA		335.332	428.491
AA		80.351	803.563
A		68	60
	5	415.751	1.232.114

A Política de Gestão de Riscos também permite a aplicação de recursos em Fundo de Investimento Restrito cuja carteira de ativos é atrelada a Letras Financeiras do Tesouro – LFTs, emitidas pelo Governo Brasileiro, ou Operações compromissadas lastreadas em Títulos Públicos Federais, considerados de alta liquidez no mercado e de baixíssimo risco.

A Administração entende que as operações de aplicações financeiras contratadas não expõem a Companhia a riscos de crédito significativos que futuramente possam gerar prejuízos materiais.

• Ativo financeiro indenizável

O saldo refere-se a valores a receber a título de indenização do Poder Concedente e são decorrentes dos investimentos realizados na infraestrutura da concessionária que não serão recuperados por meio da prestação de serviços outorgados até o final da concessão. O contrato de concessão garante o direito da Companhia à indenização dos ativos de infraestrutura ainda não amortizados, desde que autorizados pela ANEEL, e apurados em procedimentos de fiscalização da agência.

• Ativos financeiros setoriais

Os ativos financeiros setoriais decorrem das diferenças entre os custos previstos pela ANEEL e incluídos na tarifa no início do período tarifário, comparados àqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Anualmente, a ANEEL revisa as tarifas de Companhia e incorpora tais ativos na mesma. Adicionalmente, o contrato de concessão também garante que serão indenizados à Companhia os saldos remanescentes de eventual insuficiência de ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção, por qualquer motivo, da concessão.

29.2.5 Risco regulatório

As atividades da Companhia são regulamentada e fiscalizada pela agência reguladora (ANEEL, etc.) e demais órgãos relacionados ao setor (MME, CCEE, ONS, etc.). A Companhia tem o compromisso de estar em conformidade com todos os regulamentos expedidos, sendo assim, qualquer alteração no ambiente regulatório poderá exercer impacto sobre suas atividades.

A mitigação dos riscos regulatórios é realizada por meio do monitoramento dos cenários que envolvem o negócio. Adicionalmente, a Companhia atua na discussão dos temas de seu interesse disponibilizando estudos, teses e experiências aos públicos formadores de opinião.

29.2.6 Riscos ambientais

As atividades da Companhia podem causar impactos negativos significativos ao meio ambiente. Tendo isso em vista, a Controladora, em seus diversos segmentos de atuação, trabalha com respeito ao meio ambiente e estabelece compromissos relativos à melhoria contínua da gestão ambiental, visando prevenir, mitigar e, quando necessário, recuperar e compensar os impactos de suas operações.

Essa conduta é norteada: (i) pela legislação vigente, que impõe àquele que direta ou indiretamente causar degradação ambiental o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados; e (ii) pela Política de Segurança, Qualidade e Sustentabilidade da Controladora, que é aplicável a todas as suas unidades de negócio e que reforça a obrigatoriedade de atendimento aos requisitos legais aplicáveis, além do compromisso com a gestão dos riscos ambientais, disseminação do conhecimento sobre o uso eficiente dos recursos naturais e contribuição com as melhores práticas na cadeia de valor.

Para garantir a efetividade dessa abordagem, a Companhia adota práticas estruturadas de gestão de riscos ambientais, incluindo:

(i) Conformidade Legal e Licenciamento: Cumprimento rigoroso da legislação ambiental vigente, assegurando que atividades potencialmente poluidoras sejam previamente licenciadas e autorizadas pelos órgãos competentes, com implementação das medidas mitigatórias exigidas; (ii) Identificação e Monitoramento de Riscos: Mapeamento e monitoramento contínuo dos aspectos e impactos ambientais em todas as operações, utilizando indicadores e ferramentas de gestão para antecipar riscos e definir planos de ação preventivos; (iii) Gestão Proativa e Mitigação: Atuação voltada à eliminação, redução e controle antecipado de riscos ambientais, prevenindo incidentes, acidentes e passivos, além de garantir comunicação transparente sobre medidas adotadas; (iv) Planos de Contingência e Melhoria Contínua: Desenvolvimento e implementação de planos de contingência e ações corretivas, assegurando a melhoria contínua da qualidade ambiental nos locais onde o Grupo EDP - Energias do Brasil opera; (v) Governança e Especialização Técnica: Equipes especializadas em temas socioambientais, que reportam à liderança e asseguram que os tópicos mais relevantes sejam tratados pela alta direção local, regional ou do Grupo, conforme a criticidade; e (vi) Certificações e Sistemas de Gestão: Implantação de sistemas de gestão ambiental certificados pela norma ISO 14.001 nas unidades em operação de geração centralizada, transmissão e distribuição de energia, garantindo conformidade com requisitos legais e padrões internacionais.

29.2.7 Riscos climáticos

O Grupo EDP - Energias do Brasil possui uma metodologia de identificação, priorização e tratamento de riscos incorporando conceitos cada vez mais alinhados com a ciência climática e com as diretrizes do TCFD (Task-force on Climate-related Financial Disclosures). Por meio de Planos de Adaptação Climática para cada uma das unidades de negócio, a Administração do Grupo EDP da América do Sul, identifica, planeja e executa ações para responder aos riscos climáticos inerentes à sua operação, que podem causar interrupções no fornecimento de energia, danos em ativos da Companhia e impactos em seu faturamento. Para enfrentar essa situação, a Companhia está constantemente investindo em novos ativos, novas tecnologias, manutenção preventiva e infraestruturas mais resilientes, além do constante acompanhamento da agenda regulatória do setor, análise e reavaliação de seus processos operacionais e inovação para mitigação desses riscos.

29.2.8 Gestão de capital

Os objetivos da Administração ao administrar o capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade da Companhia para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de manter uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo e manter a liquidez financeira adequada.

Para manter ou ajustar a estrutura do capital, o Grupo EDP - Energias do Brasil pode rever a política de pagamento de dividendos, devolver capital aos acionistas, emitir novas ações, fazer novos financiamentos ou refinar as dívidas existentes.

	31/12/2025	31/12/2024
Total dos empréstimos e debêntures	4.238.731	4.323.933
(-) Caixa e equivalentes de caixa	(470.193)	(1.280.338)
(-) Títulos e valores mobiliários	(25.267)	
Dívida líquida	3.743.271	3.043.595
Total do Patrimônio Líquido	1.643.280	1.684.870
Total do capital	5.386.551	4.728.465
Índice de alavancagem financeira - %	69,49%	64,37%

Notas explicativas
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)
30 Demonstrações dos Fluxos de Caixa
30.1 Atividades de financiamento

Em conformidade com o CPC 03 (R2) - Demonstração dos Fluxos de Caixa, seguem abaixo as mudanças ocorridas nos ativos e passivos decorrentes das atividades de financiamento, incluindo os ajustes para conciliar o lucro:

		2025					
		Saldo em 31/12/2024	Efeito caixa	Efeito não caixa			Saldo em 31/12/2025
Nota	Variação monetária e cambial			Ajuste a valor de mercado/ presente	Adições/ baixas		
Aumento (diminuição) de passivos financiamento							
Dividendos	17	551.229	(142.679)			286.910	695.460
Debêntures	18	3.660.596	(313.400)	55.901	7.471	86.597	3.497.165
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	19	958.057	(153.798)	(89.991)	(7.419)	34.449	741.298
Instrumentos Financeiros Derivativos	29.1.3	294.720	(174.072)	(74.653)	(46.263)		(268)
Arrendamentos e aluguéis	14.6	10.678	(6.218)		(1.890)	4.194	6.764
		<u>6.369.276</u>	<u>(790.167)</u>	<u>(108.743)</u>	<u>(48.101)</u>	<u>412.150</u>	<u>5.834.415</u>

		2024					
		Saldo em 31/12/2023	Efeito caixa	Efeito não caixa			Saldo em 31/12/2024
Nota	Variação monetária e cambial			Ajuste a valor de mercado/ presente	Adições/ baixas		
Aumento (diminuição) de passivos financiamento							
Dividendos		97.109	(107.109)			561.229	551.229
Debêntures		1.764.553	1.627.419	38.192	15.860	214.572	3.660.596
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas		1.111.445	(507.694)	267.838	(3.855)	90.323	958.057
Instrumentos Financeiros Derivativos		(36.763)	21.888	122.468	113.601	73.526	294.720
Arrendamentos e aluguéis		21.653	(6.356)		(508)	(4.111)	10.678
		<u>2.957.997</u>	<u>1.028.148</u>	<u>428.498</u>	<u>125.098</u>	<u>935.539</u>	<u>5.475.280</u>

30.2 Transações não envolvendo caixa

Em conformidade com o CPC 03 (R2), as transações de investimento e financiamento que não envolveram o uso de caixa ou equivalentes de caixa não devem ser incluídas na demonstração dos fluxos de caixa.

Todas as atividades de investimento e financiamento que não envolveram movimentação de caixa e, portanto, não estão refletidas em nenhuma rubrica da demonstração do fluxo de caixa, estão demonstradas abaixo:

	2025	2024
Constituição de dividendos e JSCP a pagar	500.000	561.229
Reversão de dividendos e JSCP a pagar	(408.550)	
Capitalização de juros de empréstimos e debêntures aos Ativos da concessão	8.841	9.290
Capitalização nos Ativos da concessão relativo a contingências	6.245	18.418
Renovação da concessão	5.125.646	
Constituição de arrendamentos e aluguéis no Imobilizado	4.194	(4.111)
Total	<u>5.236.376</u>	<u>584.826</u>

31 Compromissos contratuais e Garantias
31.1 Compromissos contratuais

Em 31 de dezembro de 2025 a Companhia apresenta os compromissos contratuais, dispostos por maturidade de vencimento, não reconhecidos nas demonstrações contábeis intermediárias.

Os compromissos contratuais referidos no quadro abaixo refletem essencialmente acordos e compromissos necessários para o decurso normal da atividade operacional da Companhia, inclusive aqueles compromissos contratuais que ultrapassam a data final da concessão, atualizados com as respectivas taxas projetadas e ajustadas ao valor presente pela taxa que corresponde o custo médio de capital (WACC) da Companhia.

Nota	31/12/2025					31/12/2024	
	2026	2027 e 2028	2029 e 2030	A partir de 2031	Total geral	Total geral	
Responsabilidades com locações operacionais	107.288	24.526			131.814	6.522	
Obrigações de compra							
Compra de energia	2.002.648	3.188.428	2.506.374	8.774.549	16.471.999	16.043.890	
Encargos de conexão e transporte de energia	532.350	894.025			1.426.375	1.728.670	
Materiais e serviços	1.197.661	352.913	66.518	3.075	1.620.167	1.632.580	
	<u>3.839.947</u>	<u>4.459.892</u>	<u>2.572.892</u>	<u>8.777.624</u>	<u>19.650.355</u>	<u>19.411.662</u>	

Os compromissos contratuais referidos no quadro abaixo refletem os mesmos compromissos contratuais demonstrados acima, todavia, estão atualizados com as respectivas taxas na data-base de 31 de dezembro de 2025, ou seja, sem projeção dos índices de correção, e não estão ajustados a valor presente.

Nota	31/12/2025					31/12/2024	
	2026	2027 e 2028	2029 e 2030	A partir de 2031	Total geral	Total geral	
Responsabilidades com locações operacionais	102.658	29.952			132.610	6.882	
Obrigações de compra							
Compra de energia	2.002.647	3.796.431	3.314.488	16.523.851	25.637.417	24.774.375	
Encargos de conexão e transporte de energia	532.350	1.064.699			1.597.049	1.987.092	
Materiais e serviços	1.145.975	426.421	95.954	6.540	1.674.890	1.689.632	
	<u>3.783.630</u>	<u>5.317.503</u>	<u>3.410.442</u>	<u>16.530.391</u>	<u>29.041.966</u>	<u>28.457.981</u>	

31.1.1 Responsabilidades com locações operacionais

A variação observada decorre, principalmente, do ingresso de contratos para aquisição de transformadores, cujos itens são classificados como imobilizado.

Notas explicativas
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2025 e 2024
(Em milhares de reais, exceto quando indicado)
31.2 Garantias

Tipo de garantia	Modalidade	Limite máximo garantido	
		31/12/2025	31/12/2024
Seguro de vida	Aval de acionista	165.224	165.968
Ações judiciais	Fiança Bancária; e Seguro garantia.	54.002	69.924
Outros	Receíveis	55.670	47.335
		274.896	283.227

Os valores em garantia de Fornecedores (Nota 16), Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas (Nota 19) e Provisões (Nota 22), estão demonstrados em suas respectivas notas.

32 Cobertura de Seguros

A Companhia mantém apólices de seguros com coberturas determinadas por orientação de especialistas e regidas por norma de contratação e manutenção de seguros aprovado pela Diretoria do Grupo EDP – Energias do Brasil. A contratação de seguros leva em consideração a natureza e o grau de risco por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e responsabilidades.

As premissas de riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo de uma revisão das demonstrações financeiras e conseqüentemente, não foram auditadas pelos auditores independentes. Os principais valores em risco com coberturas de seguros são:

	31/12/2025		31/12/2024	
	Valor em risco	Limite máximo de indenização	Valor em risco	Limite máximo de indenização
Subestações	503.479	40.000	582.091	32.000
Prédios e conteúdos (próprios e terceiros)	65.892	85.000	31.748	50.459
Responsabilidade civil				6.000
Transportes (veículos)		369		360
Seguro de Vida	165.224	(*)	165.968	(*)

(*) O valor de indenização será de 24 vezes o salário do colaborador, sendo o limite máximo de R\$581 até o cargo de diretor. Para os cargos de vice-presidente e presidente o limite máximo é de R\$1.452.

A Companhia possui seguro patrimonial das subestações onde, dentre os itens segurados, destacam-se máquinas e equipamentos de transmissão e distribuição de energia elétrica.

A EDP - Energias do Brasil possui cobertura de Responsabilidade Civil, estendida para a Companhia, com os limites conforme apresentados abaixo:

- (i) Responsabilidade civil geral, com cobertura de até R\$50.000;
- (ii) Responsabilidade civil ambiental, com cobertura de até R\$31.795;
- (iii) Responsabilidade civil de administradores e diretores, com cobertura de até R\$150.000; e
- (iv) Responsabilidade civil de riscos cibernéticos, com cobertura de até R\$5.657.

* * *

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

João Manuel Brito Martins
Presidente

Dyogenes Rosi
Vice-Presidente

Maria Marta de Figueiredo Geraldes
Conselheira

DIRETORIA ESTATUTÁRIA

Dyogenes Rosi
Diretor-Presidente, Diretor de Distribuição,
Diretor de Gestão de Ativos e Diretor de
Relações Institucionais

Hugo Renato Anacleto Nunes
Diretor de Regulação

Vanessa Bomfim Lugon Hemerly
Diretora Comercial e Diretora de Planejamento
e Engenharia

Leandro Carron Rigamonte
Diretor Financeiro e de Relações com
Investidores

CONTABILIDADE

Leandro Carron Rigamonte
Diretor - Accounting SA

Cleber dos Santos Lima
Contador - CRC 1SP301263/O-8 "S" ES

COMENTÁRIO SOBRE O COMPORTAMENTO DAS PROJEÇÕES EMPRESARIAIS

Conforme Art.21 da Instrução CVM nº 80/22, a divulgação de projeções e estimativas é facultativa.

PROPOSTA DE ORÇAMENTO DE CAPITAL

A **EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A.** (“Companhia”) planeja investir no ano de 2026 **R\$ 633.076.287,29** em projetos relacionados com a atividade de distribuição de energia nas respectivas áreas de concessão para atendimento do mercado, projetos especiais e regulatórios, de modo a contribuir para o atingimento do objetivo estratégico, destacando-se os investimentos em ativos elétricos **R\$ 595.520.024,38** e ativos não elétricos **R\$ 75.079.076,81**, assim como para trazer maior equilíbrio ao portfólio de negócios com vistas à geração de valor para os acionistas.

Para a viabilização dos projetos orçados para 2026 serão utilizados recursos próprios e de terceiros, assim como aqueles consignados na Reserva de Retenção de Lucros. Desse modo, com o objetivo de dar continuidade aos investimentos em curso, bem como iniciar projetos que atendam ao seu objetivo estratégico, a Companhia propõe destinar o valor de **R\$ 408.550.245,51** para a Reserva de Retenção de Lucros, conforme orçamento de capital, cuja aprovação é submetida aos acionistas, nos termos do artigo 196 da Lei 6.404/76 e alterações posteriores.

A seguir é apresentado o resumo das aplicações e origens do Programa de Investimentos (orçamento de capital):

PROGRAMA DE INVESTIMENTOS PARA 2026

APLICAÇÕES

Os investimentos em distribuição de elétrica compreendem aplicações em projetos já em andamento da Companhia, bem como novos projetos para expansão das operações.

TOTAL	R\$ 633.076.287,29
--------------	--------------------

RECURSOS

Retenção de lucros 2024	R\$ 408.550.245,51
Recursos próprios e/ ou de terceiros	R\$ 224.526.041,78
TOTAL	R\$ 633.076.287,29

OUTRAS INFORMAÇÕES QUE A COMPANHIA ENTENDA RELEVANTES

Todas as informações julgadas relevantes pela Companhia estão contempladas no Comentário de Desempenho e nas Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras.

PARECER DO CONSELHO FISCAL OU ÓRGÃO EQUIVALENTE

De acordo com artigo 26 do Estatuto Social da Companhia, amparado pelo Capítulo XIII da Lei nº 6.404, a Companhia terá um Conselho Fiscal não permanente eleitos pela Assembleia Geral que deliberar sua instalação.

A Assembleia Geral da EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A., realizada em 25 de fevereiro de 2025, não deliberou a instalação do Conselho Fiscal ou Órgão equivalente.

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Os Administradores da Companhia, em atendimento ao disposto no inciso VI do parágrafo 1º do artigo 27 da Instrução CVM nº 80/2022, declaram que em 25 de fevereiro de 2026, reviram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras da Companhia para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025.

DYOGENES ROSI

Diretor-Presidente, Diretor de Distribuição, Diretor de Relações Institucionais e Diretor de Gestão de Ativos

VANESSA BOMFIM LUGON HEMERLY

Diretora Comercial e Diretora de Planejamento e Engenharia

LEANDRO CARRON RIGAMONTTE

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

HUGO RENATO ANACLETO NUNES

Diretor de Regulação

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES SOBRE O RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Os Administradores da Companhia, em atendimento ao disposto no inciso V do parágrafo 1º do artigo 27 da Instrução CVM nº 80/2022, declaram que, em 25 de fevereiro de 2026, reviram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras da Companhia para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2025, bem como declaram que nessa mesma data, reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no relatório emitido pela PricewaterhouseCoopers Auditores.

DYOGENES ROSI

Diretor-Presidente, Diretor de Distribuição, Diretor de Relações Institucionais e Diretor de Gestão de Ativos

VANESSA BOMFIM LUGON HEMERLY

Diretora Comercial e Diretora de Planejamento e Engenharia

LEANDRO CARRON RIGAMONTTE

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

HUGO RENATO ANACLETO NUNES

Diretor de Regulação