

Companhia Energética do Ceará – Coelce Enel Distribuição Ceará

CNPJ: 07.047.251/0001-70

Demonstrações financeiras em 31 de dezembro de 2024

Com relatório dos auditores independentes

Companhia Energética do Ceará

Demonstrações Financeiras em 31 de dezembro de 2024

Índice

Relatório da Administração	3
Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras	23
Demonstrações Financeiras	
Balanços patrimoniais	27
Demonstrações do resultado	29
Demonstrações do resultado abrangente	30
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido	31
Demonstrações dos fluxos de caixa	32
Demonstrações do valor adicionado	34
Notas explicativas as demonstrações financeiras	35
Declaração dos diretores	128
Manifestação do conselho de administração	129
Parecer do conselho fiscal	130

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2024

Senhores Acionistas,

Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da Companhia Energética do Ceará - Coelce (“Enel Distribuição Ceará”, ou “Companhia”) submete à apreciação dos senhores o Relatório da Administração e as Demonstrações Contábeis da Companhia, com o relatório dos Auditores Independentes e o parecer do Conselho Fiscal, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2024 e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Todas as comparações realizadas neste relatório levam em consideração dados consolidados em relação ao mesmo período de 2023, exceto quando especificado em contrário. Os dados operacionais marcados com (*) não foram auditados pela auditoria independente KPMG Auditores Independentes (“KPMG”).

1 CONTEXTO SETORIAL

Reajuste Tarifário Anual 2024

A Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 16 de abril, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2024 a ser aplicado a partir de 22 de abril de 2024, Resolução Homologatória nº 3.319/2024.

Em abril de 2024, a ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual da Companhia com um índice de reajuste de -5,76% composto por (i) reajuste econômico de -7,83%, sendo -5,42% de Parcela A, -2,41% de Parcela B e (ii) componente financeiro de +2,07%. Considerando a retirada do componente financeiro do último processo tarifário de +2,95%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de -2,81%.

O índice é composto pelos seguintes itens:

Reajuste Tarifário	
Encargos Setoriais	2,18%
Energia Comprada	-8,27%
Encargos de Transmissão	0,67%
Parcela A	-5,42%
Parcela B	-2,41%
Reajuste Econômico	-7,83%
CVA Total	1,76%
Outros Itens Financeiros da Parcela A	0,31%
Reajuste Financeiro	2,07%
Índice de reajuste Total	-5,76%
Componentes Financeiros do Processo Anterior	2,95%
Efeito Para o Consumidor	-2,81%

Parcela A

Para o próximo ano regulatório, a Parcela A foi reajustada em -8,64%, representando -5,42% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

- Encargos Setoriais: R\$ 1.123 milhões. Um acréscimo de +18,20%, representando +2,18% no reajuste econômico;
- Energia Comprada: R\$ 2.819 milhões. Uma redução de -18,85%, contemplando o custo de compra de energia que representa -8,27% no reajuste econômico decorrente principalmente do fim de um contrato bilateral da Companhia; e
- Encargos de Transmissão: R\$ 593 milhões. Os custos de transmissão tiveram uma variação de +9,81%, correspondendo a um efeito de +0,67% no reajuste econômico.

Parcela B

Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em -6,47%, representando uma participação de -2,41% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IGP-M de -4,26% no período de 12 meses findos em março de 2024; e
- Fator X de +2,209%, composto por:
 - Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de +0,739%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Enel CE;
 - Componente X-Q (qualidade do serviço) de +0,031%; e
 - Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de +1,439%.

Componentes Financeiros

Os componentes financeiros aplicados a este reajuste tarifário totalizam um montante positivo de R\$ 175 milhões, dentre os quais destacam-se: R\$ 148 milhões positivos, referente aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A ("CVA") e previsão de risco hidrológico positivo de R\$ 178 milhões; sendo estes valores parcialmente compensados pela reversão do risco hidrológico negativo em R\$ 196 milhões e neutralidade dos encargos setoriais negativos de R\$ 40 milhões.

O reajuste tarifário médio de -2,81% a ser percebido pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado a seguir:

Níveis de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	-2,10%
Baixa Tensão	-3,03%
Efeito Médio	-2,81%

Bandeira Tarifária

A partir janeiro de 2015, as contas de energia incorporaram os efeitos do Sistema de Bandeiras Tarifárias. O sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha, que indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade. As bandeiras tarifárias tiveram os seguintes acréscimos:

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;



- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A partir de 01/04/24 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,885 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.
- Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração. A partir de 01/04/24 - As tarifas dos dois patamares ficaram assim: R\$ 4,463 (patamar 1) e R\$ 7,877 (patamar 2) para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

Em outubro de 2024 a ANEEL acionou a bandeira tarifária vermelha patamar 2 devido ao agravamento hídrico e previsão de elevadas temperaturas, já em novembro 2024 com a amenização do risco hidrológico o acionamento da bandeira foi amarelo e, posteriormente, verde em dezembro com a melhora das condições hidrológicas brasileiras.

As bandeiras tarifárias que vigoraram nos anos de 2023 e 2024, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

2023	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
PLD gatilho - R\$/MWh	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04	69,04
PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o partamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE												
2024	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
PLD gatilho - R\$/MWh	61,07	61,07	61,07	61,07	61,07	61,07	110,77	75,80	254,18	599,72	286,80	61,07
PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o partamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE												

Preço-Teto do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

Em 19 de dezembro de 2023, a Resolução Homologatória n.º 3.304 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2024. O PLD máximo foi fixado em R\$ 1.470,57/MWh e o valor mínimo em R\$ 61,07/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2024.

Em 17 de dezembro de 2024, o Despacho n.º 3.625 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2025. O PLD máximo foi fixado em R\$ 1.542,23/MWh e o valor mínimo em R\$ 58,60/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2025.

2 PRINCIPAIS INDICADORES

DESTAQUES DO PERÍODO

	2024	2023	Var. % (1)
Receita Bruta (R\$ mil)	11.814.163	11.792.710	0,2%
Receita Líquida (R\$ mil)	8.442.129	8.623.294	-2,1%
EBITDA (2) (R\$ mil)	1.845.947	1.756.829	5,1%
Margem EBITDA (%)	21,87%	20,37%	1,50 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção	26,58%	23,88%	2,70 p.p
EBIT (3) (R\$ mil)	1.233.338	1.246.843	-1,1%
Margem EBIT (%)	14,61%	14,46%	0,15 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	464.914	315.476	47,4%
Margem Líquida	5,51%	3,66%	1,85 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	6,69%	4,29%	2,40 p.p
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	13.656	13.041	4,7%
CAPEX (R\$ mil)*	1.626.959	1.573.432	3,4%
DEC (12 meses)*	9,68	9,76	-0,8%
FEC (12 meses)*	4,19	3,90	7,4%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	98,51%	97,39%	1,12 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	17,78%	17,33%	0,45 p.p
PMSO (4) / Consumidor*	299,86	312,00	-3,9%

(1) Variação entre 2024 e 2023

(2) EBITDA: EBIT + Depreciação e Amortização, (3) EBIT: resultado do serviço e (4) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	2024	2023	Var. % (1)
Mercado Cativo	4.350.275	4.404.971	-1,2%
Residencial - Convencional	2.166.953	2.242.784	-3,4%
Residencial - Baixa Renda	1.549.108	1.441.019	7,5%
Industrial	5.756	6.387	-9,9%
Comercial	182.690	188.311	-3,0%
Rural	391.769	474.190	-17,4%
Setor Público	53.999	52.280	3,3%
Cientes Livres	1.634	927	76,3%
Industrial	425	243	74,9%
Comercial	1.145	649	76,4%
Rural	41	25	64,0%
Setor Público	23	10	>100,0%
Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados	4.351.909	4.405.898	-1,2%

(1) Variação entre 2024 e 2023

A Companhia encerrou o ano de 2024 com uma queda de 1,2% em relação à quantidade de consumidores efetivos faturados registrados em 2023. A queda observada no mercado cativo entre os períodos analisados está distribuída nas classes residencial convencional, industrial, comercial e rural.

Tal queda é parcialmente atribuída a migração de consumidores da classe residencial convencional para residencial baixa renda – efeito da resolução normativa 953/2021 da Aneel, que passou a vigorar em 2022, e tornou obrigatório a atualização cadastral e o enquadramento automático de clientes aptos a adesão em tal categoria – e migração do segmento industrial e comercial para o mercado livre.

Já o mercado livre apresentou forte alta no período, ou seja, 76,3% acima do total de consumidores livres efetivos faturados em 2023, reflexo da migração de clientes do mercado cativo e melhora do cenário econômico.

Venda e Transporte de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	2024	2023	Var. % (1)
Mercado Cativo	10.297	10.082	2,1%
Clientes Livres	3.319	2.926	13,4%
Revenda	15	14	7,1%
Consumo Próprio	26	20	30,0%
Total - Venda e Transporte de Energia	13.656	13.041	4,7%

(1) Variação entre 2024 e 2023

Mercado Cativo

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	2024	2023	Var. % (1)
Residencial - Convencional	3.627	3.549	2,2%
Residencial - Baixa Renda	2.228	1.853	20,2%
Industrial	355	433	-18,0%
Comercial	1.367	1.434	-4,7%
Rural	1.075	1.188	-9,5%
Setor Público	1.645	1.625	1,2%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	10.297	10.082	2,1%

(1) Variação entre 2024 e 2023

O mercado cativo totalizou 10.297 GWh em 2024, alta de 2,1% frente ao volume registrado no 2023 (10.082 GWh), reflexo do aumento no consumo em decorrência das altas temperaturas, melhora da renda e aumento de pessoas no mercado de trabalho.

Em 2024, houve um crescimento de 20,2% em clientes baixa renda e 2,2% na classe residencial convencional vis-à-vis 2023 devido as altas temperaturas registradas no período, melhora da renda e aumento de pessoas no mercado de trabalho.

No ano de 2024 a classe industrial apresentou redução de 18,0% atribuída a migração dessa classe para o mercado livre.

A classe comercial apresentou uma redução de 4,7% comparado ao mesmo período do ano anterior, decorrente da migração desses clientes para o mercado livre.

Já a classe Rural registrou uma queda de 9,5% em 2024 vis-à-vis 2023, atribuído principalmente as fortes chuvas que diminuiram a necessidade de irrigação na zona rural.

O Setor Público registrou alta de 1,2% frente ao mesmo período do ano anterior, efeito atribuído ao aumento no consumo de energia decorrente das altas temperaturas.

Clientes Livres

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	2024	2023	Var. % (1)
Industrial	2.062	1.882	9,6%
Comercial	1.122	907	23,7%
Rural	39	25	56,0%
Setor Público	96	111	-13,5%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	3.319	2.926	13,4%

(1) Variação entre 2024 e 2023

O aumento no volume de energia aos clientes livres na análise anual, é atribuído, principalmente, à migração de clientes cativos comerciais e industriais para este mercado.

Compra de Energia¹

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	2024	2023	Var. %
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	0	2.653	-100,0%
Angra 1 e 2	417	413	1,0%
PROINFA	233	228	2,2%
Leilões e Quotas	11.022	8.872	24,2%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	13.685	13.011	5,2%
Liquidação na CCEE	(184)	93	<-100,0%
Total - Compra de Energia	13.501	13.104	3,0%

Balanço de Energia²

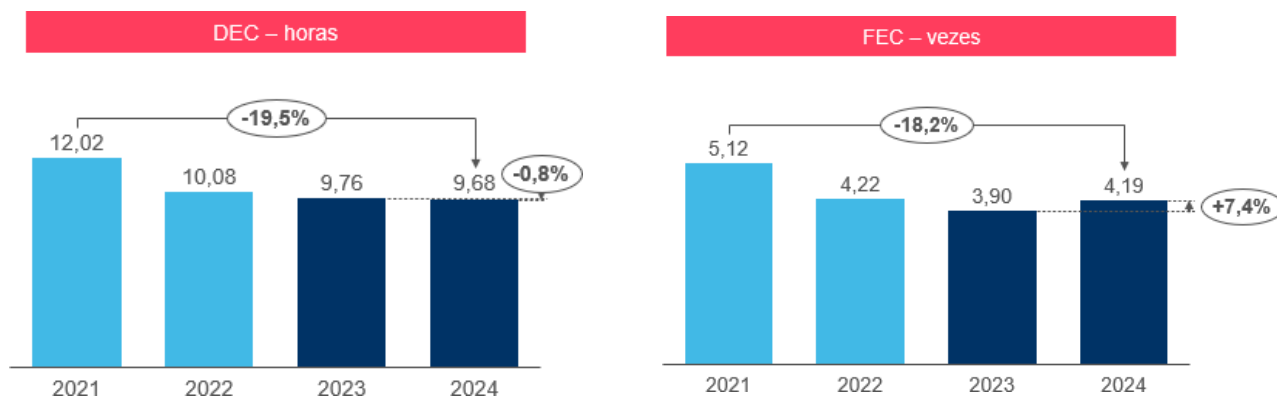
BALANCO DE ENERGIA*

	2024	2023	Var. %
Energia requerida (GWh)	18.002	16.685	7,9%
Energia distribuída (GWh)	14.801	13.794	7,3%
Mercado Cativo	11.435	10.855	5,3%
Mercado Livre	3.366	2.939	14,5%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	3.201	2.891	10,7%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	17,78%	17,32%	0,46 p.p

¹ Dados prévios referente a 2024.

Indicadores Operacionais

Qualidade do Fornecimento²



Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Companhia. No ano de 2024 o DEC apresentou uma queda de 0,8% em relação ao mesmo período do ano anterior, ficando novamente abaixo do limite regulatório que é de 9,84. Já o FEC em 2024 apresentou uma alta de 7,4% em relação à 2023.

A melhoria observada no indicador de qualidade DEC é resultante da intensificação dos investimentos anunciados ao longo de 2024 os quais preveem ações complementares ao nosso plano estratégico visando aumentar a resiliência da rede e aprimorar a qualidade no atendimento.

Disciplina de Mercado – Perdas^{(3) (4)}

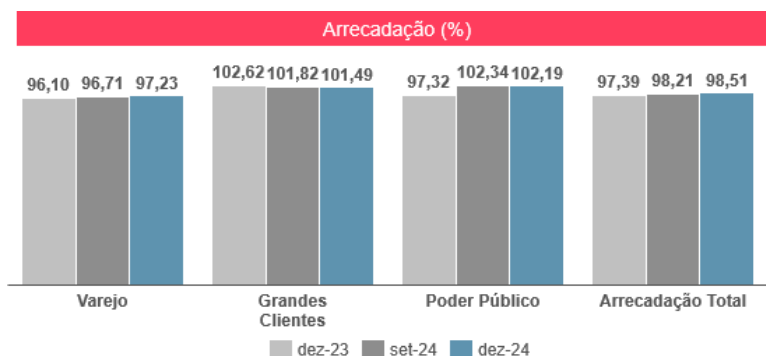


As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (acumulada em 12 meses) alcançaram 17,78% no 4T24, um aumento de 0,45 p.p. em relação às perdas registradas em 4T23, de 17,33%. Essa variação é atribuída ao aumento da energia injetada, decorrente das altas temperaturas, acarretando maiores níveis de perdas.

O plano de combate as perdas de energia da Enel Ceará mantém suas ações nos pilares de prevenção e recuperação da receita, principalmente com projetos de inspeções em clientes do grupo B e A, na recuperação de clientes cortados/auto religados e sem contrato ativo irregulares (operações do ciclo comercial), mapeamento e conexão de consumidores clandestinos. Com essas ações de recuperação de energia obteve-se um incremento no mercado faturado de 337 GWh de energia no acumulado de 2024.

² Dados prévios referente a 2024

Arrecadação³



Em relação ao indicador de arrecadação, o total registrado foi superior se comparado tanto ao mesmo período do ano anterior (1,12 p.p.) quanto a setembro de 2024 (0,3 p.p.).

A companhia tem realizado com êxito atividades de comunicação junto aos clientes, bem como a disponibilização de canais digitais de pagamento, PIX, parcelamento de faturas e canal de negociação online para equacionar

valores em aberto. A Distribuidora também tem intensificado com eficiências as ações de cobrança administrativas como envio de SMS, URA, contato humano e inclusão nos órgãos de restrição de crédito.

Cabe destacar que o Estado do Ceará possui um dos maiores índices de inadimplência por habitante do Brasil, sendo as contas básicas de consumo um dos principais itens da lista de inadimplemento.

³ Dados prévios referente a 2024

⁴ O cálculo de perdas reflete as perdas regulatórias calculadas pela Aneel. Os dados utilizados para o cálculo são extraídos diretamente do relatório SAMP (Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica / SIASE (Sistema de Inteligência Analítica do Setor Elétrico) e estão passíveis de ajustes posteriores por parte da Aneel através de Ofícios e/ou PRORET 10.2.

DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

Receita Operacional Líquida

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA (R\$ MIL)

	2024	2023	Var. % (1)
Fornecimento de Energia Elétrica	8.420.297	8.217.893	2,5%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	(52.831)	(42.320)	24,8%
Subvenção baixa renda	506.159	441.737	14,6%
Subvenção de recursos da CDE	404.495	229.851	76,0%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	9.278.120	8.847.161	4,9%
Ativos e passivos financeiros setoriais	(85.454)	568.607	<-100,0%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	604.179	516.608	17,0%
Receita de construção	1.497.096	1.266.762	18,2%
Marcação a mercado de ativo indenizável	306.046	401.356	-23,7%
Outras receitas	214.176	192.216	11,4%
Total - Receita Operacional Bruta	11.814.163	11.792.710	0,2%
ICMS	(1.703.556)	(1.584.340)	7,5%
COFINS - corrente	(641.667)	(659.888)	-2,8%
PIS - corrente	(139.309)	(143.265)	-2,8%
ISS	(6.273)	(6.279)	-0,1%
Total - Tributos	(2.490.805)	(2.393.772)	4,1%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(65.640)	(68.570)	-4,3%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(673.958)	(697.463)	-3,4%
Encargos do consumidor - CCRBT	(131.021)	951	<-100,0%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(10.610)	(10.562)	0,5%
Total - Encargos Setoriais	(881.229)	(775.644)	13,6%
Total - Deduções da Receita	(3.372.034)	(3.169.416)	6,4%
Total - Receita Operacional Líquida	8.442.129	8.623.294	-2,1%

(1) Variação entre 2024 e 2023

No ano de 2024, a receita operacional líquida da Enel Distribuição Ceará apresentou uma queda de 2,1% em relação ao ano de 2023. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional líquida da Companhia, em 2024, atingiu o montante de R\$ 6.945,0 milhões, queda de R\$ 411,5 milhões em relação à

2023, cujo montante foi de R\$ 7.356,5 milhões. A queda da receita operacional líquida é resultado dos seguintes efeitos:

- Redução de R\$ 654,1 milhões na rubrica de ativo e passivo financeiro setorial relacionado a: (i) para o ano de 2023 a companhia vinha registrando um ativo financeiro setorial devido os custos de contratação de energia estarem superiores a cobertura tarifária, diferente do período de 2024 onde a companhia obteve a redução do preço médio dos contratos com o fim da contratação da CGTF (ii) devido à redução relevante dos montantes amortizados em cada período, e; (iii) devido a constituição do PIS_COFINS que no período anterior totalizou R\$ 450 milhões frente a uma constituição de R\$ 65 milhões em 2024;
- Redução na rubrica de marcação a mercado de ativo indenizável no total de R\$ 95,3 milhões em função do efeito positivo não recorrente da revisão tarifária em 2023 compensado parcialmente por uma maior inflação no período;
- Aumento de R\$ 97,0 milhões no total de tributos no 2024 em relação ao mesmo período do ano anterior, principalmente na linha de ICMS incidente nas contas de energia elétrica (aumento de R\$ 119,2 milhões);
- Aumento de R\$ 131,9 milhões na rubrica Conta de Encargos do consumidor – CCRBT relacionada com predominância das bandeiras vermelha e amarela na segunda metade do ano de 2024 versus a vigência da bandeira verde no mesmo período de 2023.

Compensado parcialmente pelos seguintes fatores:

- Queda de R\$ 23,5 milhões na rubrica de Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, em razão do efeito da suspensão do pagamento CDE Escassez e CDE Covid, conforme despacho Nº 3.056, de 9 de outubro de 2024
- Aumento de R\$ 174,6 milhões na rubrica subvenção de recursos da CDE em 2024 frente ao mesmo período de 2023 devido basicamente ao aumento de clientes cadastrados como baixa renda.
- Incremento de R\$ 202,4 milhões na rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica em relação à 2023, devido a um maior consumo e aumento da carga registrado no período tendo em vista a melhora do cenário econômico local.
- Aumento de R\$ 87,6 milhões na receita de uso da rede elétrica (consumidores livres-revenda), explicado principalmente pelo aumento do consumo nesta classe fruto da migração do segmento industrial e comercial para o mercado livre;

Custos e Despesas Operacionais

CUSTOS DO SERVIÇO E DESPESAS OPERACIONAIS (R\$ MIL)

	2024	2023	Var. % (1)
Custos e despesas não gerenciáveis			
Energia elétrica comprada para revenda	(3.037.678)	(3.432.566)	-11,5%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(829.646)	(804.637)	3,1%
Total - Não gerenciáveis	(3.867.324)	(4.237.203)	-8,7%
Custos e despesas gerenciáveis			
Pessoal	(207.418)	(203.915)	1,7%
Material e Serviços de Terceiros	(709.292)	(799.107)	-11,2%
Depreciação e Amortização	(612.609)	(509.986)	20,1%
Custo na desativação de bens	-	(52.674)	-100,0%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(77.205)	(405.096)	-80,9%
Custo de Construção	(1.497.096)	(1.266.762)	18,2%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(70.780)	(47.521)	48,9%
Perda de recebíveis de clientes	(117.774)	206.821	<-100,0%
Receita de multas por impontualidade de clientes	73.199	64.797	13,0%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(122.492)	(126.289)	-3,0%
Total - Gerenciáveis	(3.341.467)	(3.139.733)	6,4%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(7.208.791)	(7.376.936)	-2,3%

(1) Variação entre 2024 e 2023

Os custos e despesas operacionais em 2024 comparado com 2023 apresentaram uma redução de 2,3% ou R\$ 167,7 milhões. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da

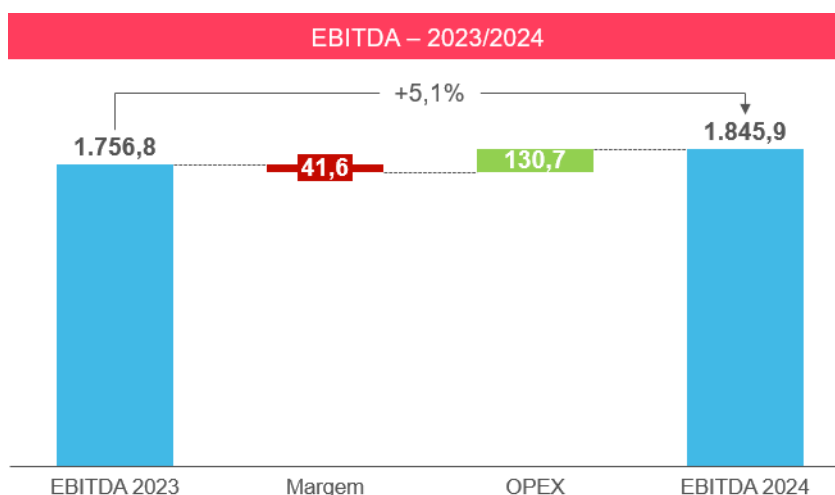
Companhia no ano alcançaram o montante de R\$ 5.711,7 milhões, queda de 6,5% ou R\$ 398,0 milhões em relação ao registrado no mesmo período no ano anterior, de R\$ 6.109,7 milhões. Este resultado reflete principalmente as seguintes variações:

- No ano de 2024 as despesas gerenciáveis apresentaram um aumento de R\$ 202,2 milhões (excluindo o efeito do custo de construção, houve uma redução nos custos e despesas gerenciáveis de R\$ 28,1 milhões). Esse decréscimo é explicado principalmente pela: (i) queda de R\$ 89,8 milhões na linha de Material e Serviços de Terceiros em virtude do projeto *insourcing*; (ii) queda de R\$ 52,7 milhões na linha de custo de desativação de bens; (iii) aumento de R\$ 8,4 milhões na linha de Receita de Multas por Impontualidade de Clientes refletido por uma melhora nos indicadores de cobrabilidade e (iv) redução de R\$ 2,8 milhões nas linhas de Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa e Perdas de recebíveis, explicada principalmente por uma mudança na metodologia de cálculo da perda esperada para créditos de liquidação duvidosa a fim de refletir de forma mais assertiva o comportamento dos indicadores de performance de recuperação de crédito observado nos últimos anos. Além disso, para o ano de 2023, a companhia efetuou reclassificação entre as linhas de Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa e Perdas de recebíveis, para melhor análise do resultado de inadimplência de clientes;

Compensados por:

- (i) aumento de R\$ 3,5 milhões na despesa de pessoal tendo em vista o projeto *insourcing* que visa a contratação de novos colaboradores, (v) Aumento de R\$ 102,6 milhões na linha de depreciação e amortização relacionado ao incremento na base de ativos da Companhia, em decorrência da revisão tarifária; (vi) Aumento de R\$ 23,3 milhões na linha de provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhista decorrente de um volume maior de ações no período;
- Em 2024 houve uma queda nos custos e despesas não-gerenciáveis de R\$ 369,9 milhões em comparação ao mesmo período do ano anterior. Essa queda de 8,7%, está diretamente relacionada ao fim do contrato com a CGTF (Cia. Ger. Térmica Fortaleza), cujo custo de contrato era maior que a média de custos dos demais contratos.

EBITDA



O EBITDA da Enel Ceará no ano de 2024 atingiu o montante de R\$ 1.845,9 milhões, o que representa um incremento de R\$ 89,1 milhões em relação a 2023. A margem EBITDA da Companhia em 2024 foi de 21,9%, uma alta de 1,5 p.p. em relação ao mesmo período. A margem EBITDA ex-receita de construção da Companhia no semestre foi de 26,6%, representando uma alta de 2,7 p.p. em relação ao mesmo período do ano anterior.

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	2024	2023	Var. % (1)
Receitas Financeiras			
Renda de aplicação financeira	19.151	40.516	-52,7%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	58.088	64.402	-9,8%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	40.266	37.391	7,7%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	2.923	59.860	-95,1%
Dívida - Marcação a mercado	107.874	5.773	>100,0%
Outras receitas financeiras	19.528	7.412	>100,0%
(-) Crédito de PIS/COFINS sobre receita financeira	(7.201)	(7.885)	-8,7%
Total - Receitas Financeiras	240.628	207.469	16,0%
Despesas financeiras			
Variações monetárias debêntures	(56.734)	(70.271)	-19,3%
Encargos de Dívidas e debêntures	(531.684)	(497.424)	6,9%
Marcação a mercado de Dívida	-	(66.465)	-100,0%
Encargos fundo de pensão	(10.458)	(8.552)	22,3%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	(63.572)	(67.198)	-5,4%
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(38.914)	(42.350)	-8,1%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(151.974)	(148.487)	2,3%
Atualizações de impostos, P&D/PEE	(13.758)	(16.703)	-17,6%
Outras despesas financeiras	(108.982)	(81.658)	33,5%
Total - Despesas Financeiras	(976.076)	(999.109)	-2,3%
Variações Cambiais	(2.313)	1.260	<-100,0%
Variações cambiais - Empréstimos	(210.393)	114.799	<-100,0%
Variações cambiais - Instrumentos Financeiros de Hedge	210.368	(114.393)	<-100,0%
Outras Variações Cambiais	(2.288)	854	<-100,0%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(737.761)	(790.380)	-6,7%

(1) Variação entre 2024 e 2023

Em 2024, o resultado financeiro apresentou uma despesa líquida de R\$ 737,8 milhões, montante 6,7% inferior ao valor registrado em 2023 (R\$ 790,4 milhões), em decorrência de:

- Redução de despesa líquida no montante de R\$ 88,5 milhões referente as rubricas de dívida (instrumento financeiro derivativo, variação monetária de dívidas, debêntures e custo de transação, encargos de dívidas e debêntures, dívida – marcação a mercado, variações cambiais – empréstimos e instrumentos financeiros de hedge) devido à redução no volume de empréstimos contratados entre os períodos analisados em conjunto com uma redução do CDI (10,83% em 2024 vs. 13,04% em 2023);

Este efeito foi parcialmente compensando pelo:

- Aumento de R\$ 28,8 milhões na rubrica de outras despesas financeiras decorrente, principalmente, de (i) um maior IOF em relação ao ano anterior, devido a uma maior emissão de dívidas intercompanhia em 2024; e de (ii) um leve aumento nos juros e multa por atraso de faturas, o qual foi parcialmente compensado pela redução nas fees bancárias, uma vez que houve uma redução das dívidas emitidas a mercado quando comparado com o ano anterior.

Resultado Líquido



No ano de 2024, o resultado líquido da Enel Ceará foi positivo em R\$ 464,9 milhões, representando um incremento de R\$ 149,4 milhões em relação à 2023, explicado em grande parte por um impacto positivo de R\$ 122,2 milhões na linha de impostos, relacionado à exclusão da base de cálculo do IRPJ/CSLL da atualização financeira da Taxa SELIC sobre indêbitos tributários, conforme detalhado na nota explicativa nº 27.1 das Demonstrações Financeiras da Companhia, além da melhora do EBITDA e do resultado financeiro.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	2024	2023	Var. %
Dívida bruta (R\$ mil)	5.308.318	5.900.805	-10,0%
Dívida com Terceiros	2.629.549	4.966.260	-47,1%
Dívida Intercompany	2.678.769	934.545	>100,0%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	214.599	194.590	10,3%
Dívida líquida (R\$ mil)	5.093.719	5.706.215	-10,7%
Dívida Bruta / EBITDA Ajustado (2)*	2,51	2,95	-14,7%
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado (2)*	2,41	2,85	-15,4%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,51	0,58	-12,3%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,50	0,58	-12,9%

(2) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações + Provisão para créditos de liquidação duvidosa + Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas + Provisão para redução ao valor recuperável (acumulado nos últimos 12 meses)

A dívida bruta da Companhia encerrou 2024 em R\$ 5.308 milhões, uma redução de R\$ 592 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, às amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 2.325 milhões e R\$ 510 milhões, parcialmente compensados por novas captações de dívidas para refinanciamento, investimentos e capital de giro no montante de R\$ 1.610 milhões, em conjunto com apropriação de juros e correção monetária no montante de R\$ 644 milhões. Adicionalmente, a Companhia reconheceu no período ajuste positivo relacionado aos SWAPS de dívidas vigentes no valor de R\$ 11 milhões.

A Companhia encerrou 2024 com o custo médio da dívida no ano de 12,13% a.a.

Colchão de Liquidez

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia mantém limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo, cujo montante em 31 de dezembro de 2024 era

de R\$ 500 milhões. Adicionalmente, a Companhia possui autorização da Aneel para a realização de mútuo com partes relacionadas, conforme Despachos Nº 1.951/24, no valor de até R\$ 3.000 milhões.

Classificação de Riscos (Rating)

Em 27 de agosto de 2024, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Fitch Ratings reafirmou o rating de crédito corporativo da Companhia de longo prazo na Escala Nacional Brasil em 'AAA (bra)', com perspectiva estável.

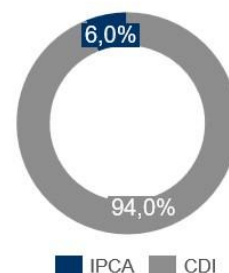
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em dez/24



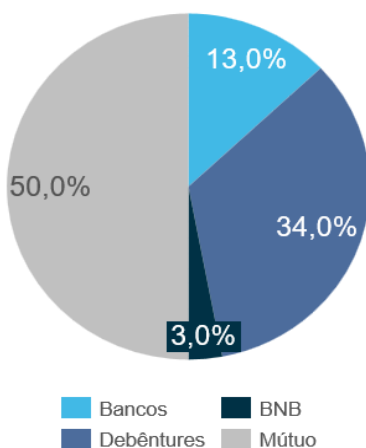
Abertura da Dívida Bruta - Moedas
Posição Final em dez/24



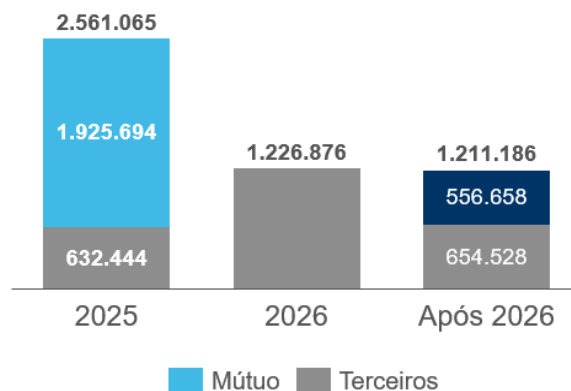
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em dez/24



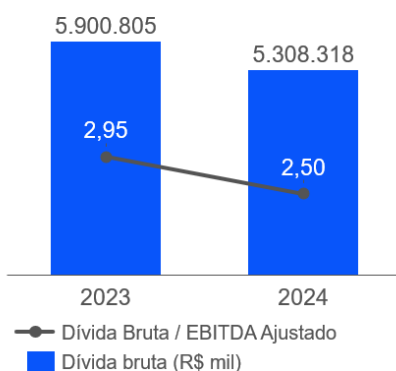
Abertura da Dívida Bruta - Credor
Posição Final em dez/24



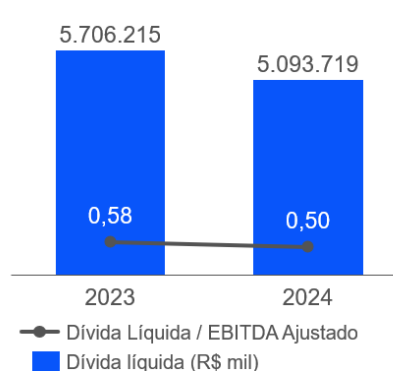
Curva de Amortização de saldo de dívida com SWAP
(R\$ Mil)
Posição Final em dez/24



Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA (Vezes)
Evolução 2023 - 2024



Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Vezes)
Evolução 2023 - 2024



Investimentos³

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	2024	2023	Var. % (1)
Manutenção	560.180	393.201	42,5%
Crescimento	161.241	118.947	35,6%
Novas Conexões	852.868	1.061.284	-19,6%
Financiado pela Companhia	1.574.289	1.573.432	0,1%
Financiado pelo Cliente	52.670	-	-
Total	1.626.959	1.573.432	3,4%

(1) Variação entre 2024 e 2023

A Companhia encerrou o ano de 2024 com um montante recorde investido de R\$1,6 bilhão, ou seja, 3,4% acima do mesmo período do ano anterior, sendo o maior investimento da série histórica da companhia. Nesse período, em manutenção foram investidos R\$ 560,2 milhões, sendo grande fatia para as atividades relacionadas a manutenção corretiva. Na parte de crescimento foram investidos R\$161,2 milhões incluindo investimentos em tecnologias e o programa de redução de perdas.

Cabe salientar que o volume foi registrado no período sequencialmente posterior ao processo de revisão tarifária ocorrido em abril de 2023, onde geralmente o nível de investimento atinge patamares mais elevados no ano que antecede a revisão, aumentando a base de comparação no período seguinte.

Importante destacar que o nível de investimentos atingido em 2024 reforça o compromisso anunciado no plano de investimentos para o período. Tal plano foi atualizado em novembro de 2024, conforme detalhamento a seguir.

Plano de Investimentos

Em novembro de 2024, o Grupo Enel apresentou a atualização do plano estruturado de ações divulgado originalmente em abril do mesmo ano, que visa reforçar a resiliência da sua rede elétrica para enfrentar os crescentes desafios climáticos do Estado, além de garantir a melhoria da qualidade dos serviços prestados aos clientes da área de atuação da Companhia. As medidas, que começaram a ser implementadas ao longo de 2024, têm o objetivo de satisfazer as necessidades de fornecimento de energia dos consumidores.

O plano tem o respaldo dos acionistas controladores da Companhia e prevê investimentos de R\$ 7,4 bilhões no período de 2025 a 2027 em toda a área de concessão, representando um crescimento de 53% versus o plano anterior, que totalizava R\$ 4,8 bilhões de investimentos previstos para o período de 2024 a 2026.

Dentre as iniciativas apresentadas anteriormente pela Enel Ceará, além do reforço significativo das equipes de profissionais próprios que atuam em campo, foi destacada a intensificação das manutenções preventivas, o aumento do número de podas preventivas e modernização da rede elétrica. Por ano, a previsão é de realização de mais de 50 mil manutenções, cerca de 320 mil podas e inspeções em 90 mil pontos em todo o Estado.

No período de 2025 a 2027, a Companhia dará sequência na modernização, ampliação e construção de subestações, beneficiando cerca de 2 milhões de clientes, além da construção de mais de 170 km de rede de alta tensão para apoiar os novos pontos de suprimentos. Adicionalmente, até 2027, cerca de 10 mil km de média e baixa tensão serão construídos, para dar apoio às estruturas e conexão de novos clientes. De material, mais de 13 mil transformadores e 123 mil postes estão sendo inseridos na estrutura atual. Na área de atendimento, a Companhia manterá o investimento durante os próximos três anos, em reforma, ampliação e climatização de novas lojas, canais digitais, autoatendimento e unidades móveis.

³ Dados prévios referente a 2024

A sustentabilidade é inerente ao nosso negócio. Somos uma companhia que gera 100% de sua energia a partir de fontes renováveis e temos uma ambiciosa meta de alcançar net zero até 2040. Este compromisso está no centro da nossa estratégia de sustentabilidade, bem como os compromissos com a segurança e confiabilidade da rede, a partir de ações concretas que abordam a adaptação às mudanças climáticas e os impactos sociais.

Nosso foco de negócio é distribuir energia, desenvolvendo projetos e soluções inovadoras que sejam capazes de promover a eletrificação limpa do consumo e enfrentar os desafios globais da transição energética justa e acessível, alicerçada nas fontes renováveis de geração. Pautamos nossas ações pelo bem-estar da comunidade, a conservação do meio ambiente, a ética e a segurança das pessoas.

Nesse sentido, estamos alinhados com as iniciativas do Pacto Global das Nações Unidas, do qual somos signatários e membro ativo. E buscamos contribuir para o alcance dos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas (ODS). Entre os quais estamos especialmente comprometidos com 4 dos 17 ODS: Energia Acessível e Limpa (ODS 7); Indústria, Inovação e Infraestrutura (ODS 9); Cidades e Comunidades Sustentáveis (ODS 11) e Ação Contra a Mudança Global do Clima (ODS 13).

A fim de conciliar nossas ambições e traçar um caminho com objetivos, ações e metas concretas, contamos com o nosso Plano de Sustentabilidade, acompanhado trimestralmente pelo Conselho de Administração, nosso mais alto órgão de governança da Enel Distribuição Ceará.

Nosso modelo organizacional e de governança corporativa garante que as questões de sustentabilidade sejam adequadamente consideradas em todos os processos relevantes de tomadas de decisões corporativas, tendo como elemento-chave a adoção de indicadores ESG (*Environmental, Social and Governance*) em toda a cadeia de valor, não só para reportar os resultados alcançados, mas sobretudo orientar nossas ações e antecipar decisões de negócio em linha com a estratégia de sustentabilidade e com compromissos assumidos.

Nossos projetos socioambientais também compõem os objetivos estabelecidos no Plano de Sustentabilidade, e visam contribuir com o alcance dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), com a mitigação de riscos e impactos das nossas atividades, e com o nosso crescimento sustentável.

Projetos socioambientais

Nosso modo de desenvolver e gerir relacionamentos com as comunidades, por meio da realização de projetos socioambientais em toda a área de atuação da companhia, visa atender às demandas reais do entorno, em linha com os propósitos do Grupo e com foco na criação de valor compartilhado. Para viabilizar esse compromisso, nosso programa de sustentabilidade chamado “Enel Compartilha”, vem atuando em diversas frentes para promover o consumo consciente, a inclusão, o empreendedorismo, a capacitação profissional e o acesso à energia a todas as pessoas, conscientizando as pessoas sobre o combate ao desperdício por meio do uso eficiente e seguro da energia elétrica. Além disso, as iniciativas do Enel Compartilha também buscam impulsionar o desenvolvimento socioeconômico local, engajar lideranças locais, educar crianças e jovens para o uso seguro da energia e apoiar iniciativas que contribuam para o meio ambiente e o bem-estar das comunidades.

Na Enel Distribuição Ceará, em 2024, foram realizados 120 projetos e iniciativas que beneficiaram 325,4 mil pessoas, com um investimento de R\$ 21 milhões. Além disso, foi gerado o valor aproximado de R\$ 6 milhões em renda extra para as comunidades, por meio dos projetos de empregabilidade e empreendedorismo. O programa Ecoenel, concedeu mais de R\$ 960 mil em bônus na conta de energia dos clientes. Também foram trocadas gratuitamente cerca de 1,2 mil geladeiras e 30 mil lâmpadas de clientes por meio das diversas iniciativas de eficiência energética. A seguir destacamos alguns dos projetos realizados.

Enel Compartilha Oportunidade: O projeto beneficiou, em 2024, cerca de 5.100 pessoas com oficinas de empregabilidade. A iniciativa também faz parte do programa de capacitação da Escola de Eletricistas, uma parceria da Enel com o SENAI CE, que tem o objetivo de formar os participantes para a profissão de eletricista de rede de baixa tensão. Além do curso técnico promovido pelo SENAI, os alunos inscritos também recebem dois meses de curso técnico da Escola de Eletricistas, e uma formação complementar de empregabilidade, promovida pela Enel, com orientações sobre como elaborar um currículo, como se preparar para entrevistas de emprego,

dicas comportamentais no ambiente de trabalho, entre outros temas. Em 2024, o projeto Enel Compartilha Oportunidade proporcionou a formação de 45 mulheres eletricistas. As contratações de eletricistas oriundas do projeto geraram renda de cerca de R\$ 1 milhão.

Enel Compartilha Liderança em Rede: O programa Enel Compartilha Liderança tem como objetivo formar parcerias com lideranças comunitárias e construir uma relação de confiança e proximidade entre a Enel e as comunidades onde a empresa atua. A rede de lideranças conta com 322 líderes ativos em 43 municípios do Ceará. Entre as atividades do projeto, podemos destacar a Gincana Líder Parceiro, que tem por objetivo realizar palestras presenciais e on-line para conscientização sobre segurança da população com a energia elétrica. As atividades alcançaram mais de 101 mil pessoas em 2024. Também como destaque, em 2024 foi realizado o X Fórum Enel Compartilha Liderança em Rede, sobre o tema de "Mudanças Climáticas: Impactos Sociais e Protagonismo Comunitário". O evento contou com a presença de 150 líderes de todo o estado. Durante o Fórum, foi discutido como as mudanças climáticas impactam diretamente as comunidades e como o protagonismo local pode ser a chave para mitigar esses desafios com soluções sustentáveis e inclusivas.

Enel Compartilha Eficiência – Troca de Geladeiras: O programa tem como foco possibilitar a adequação da conta de energia ao orçamento de famílias de baixa renda, por meio da troca de um refrigerador antigo por outro equipamento novo e mais eficiente com selo A do PROCEL. Durante as trocas de geladeiras, também são realizadas as substituições de lâmpadas comuns por modelos em LED, mais econômicas. Durante o ano de 2024, o programa realizou 53 eventos de troca de geladeiras e ações de uso consciente e seguro da energia elétrica. As atividades ocorreram em 19 municípios, beneficiando mais de 14 mil pessoas com a troca de 1.200 geladeiras e 6.030 lâmpadas fluorescente e incandescentes por LEDs, gerando uma economia estimada de 250,8 MWh de energia elétrica ao ano, o suficiente para abastecer 122 famílias por um ano.

Obras de Eficiência Energética: A Enel Distribuição Ceará concluiu a modernização dos sistemas de iluminação, climatização e instalação de energia solar do Hospital São José, em Fortaleza. O projeto recebeu investimento de R\$ 677 mil para a substituição de 599 lâmpadas, dois refletores, 89 climatizadores de ar e um sistema de geração de energia solar com 84 módulos fotovoltaicos e dois inversores de frequência que visam proporcionar a redução da demanda de energia no horário de ponta. A modernização proporcionada pelo projeto beneficia diretamente 840 funcionários, além dos pacientes atendidos pelo hospital. Outro projeto concluído foi o de modernização de parte do parque de Iluminação Pública do Município de Iracema, com a substituição do conjunto de 242 luminárias e reatores ineficientes por luminárias LED. O projeto contou com investimento de R\$ 300 mil. Estima-se que cerca de 2,3 mil pessoas sejam beneficiadas de forma direta e indireta. Esses projetos foram selecionados a partir da Chamada Pública de Projetos da Enel, regulamentada pelo Programa de Eficiência Energética da Aneel.

Edital da Chamada Pública de Projetos: A Enel Distribuição Ceará lançou no final de 2024 a Chamada Pública de Projetos (CPP 001/2024) para oferecer aos seus clientes a oportunidade de apresentarem projetos de eficiência energética, que possam ser financiados com recursos do Programa de Eficiência Energética regulamentado pela Aneel. Com prazo de inscrições até 7 de março de 2025, o edital descreve os requisitos para participação na CPP. Ao todo, serão disponibilizados R\$ 6 milhões distribuídos entre as tipologias de projetos admissíveis, sendo R\$ 1 milhão para iniciativas voltadas a tipologia de Iluminação Pública, R\$ 1 milhão para a tipologia Residencial, R\$ 2 milhões para a tipologia Comércio e Serviços e R\$ 2 milhões para projetos de outras tipologias. Também em dezembro foi divulgado o resultado da CPP 2023, com a seleção de dois projetos de Iluminação Pública, que somam o valor de R\$ 749,9 mil, e sete projetos para as demais tipologias, que somam o investimento de R\$ 3,1 milhões.

Ecoenel: O programa de reciclagem Ecoenel consiste na troca de material reciclado por bônus na conta de luz dos clientes da Enel. Em 2024, o programa arrecadou 2,9 mil toneladas de resíduos recicláveis e concedeu cerca de R\$ 960 mil em bônus na conta de energia dos participantes. A reciclagem desse volume de resíduos deve gerar a economia de 12.483.761 MWh de energia, em comparação a energia necessária para a extração e produção de materiais novos. Essa economia de energia evitar a emissão de 9,2 mil toneladas de gás carbônico. A reciclagem desses resíduos pode ser comparada ainda à preservação de 25,3 mil árvores em função da reciclagem de papel. Um destaque do programa foi a participação no maior evento de moda autoral do Ceará, o Dragão Fashion Brasil 2024, promovendo a reciclagem de resíduos do evento e realizando a compensação de CO2 no período. O bônus gerado pela ação foi repassado como desconto na conta de luz de uma organização social. Em fevereiro, foi inaugurado um novo ponto de coleta localizado na Central Municipal de Reciclagem, no Município de Russas. A abertura do ecoponto foi fruto da parceria entre a Enel Distribuição Ceará, a Associação dos Catadores e Catadoras de Materiais Recicláveis de Russas (ASCAMARRU) e a Secretaria Municipal de Meio Ambiente (SEMA).

Olimpíada Nacional de Energia Elétrica: A Olimpíada Nacional de Energia Elétrica (ONEE) é uma iniciativa da ANEEL, com a coordenação do Instituto Abradee e a participação das concessionárias de energia em todo o

Brasil. A ONEE é voltada para estudantes do 8º e 9º ano do Ensino Fundamental de escolas públicas e privadas, e incentiva a realização de desafios sobre o tema da eficiência energética. No Ceará, contamos com a inscrição de 36.873 alunos de 510 escolas em 107 municípios. O Ceará alcançou 1.240 medalhas, o maior número entre todos os estados participantes, sendo 489 medalhas de ouro, 375 de prata e 376 de bronze, além do 8º lugar no ranking nacional. Os participantes premiados receberam diversos prêmios como medalhas, notebooks e menções honrosas.

Segurança da População: Em 2024, a Enel Distribuição Ceará atuou fortemente no tema da segurança da população com a energia elétrica, beneficiando cerca de 132 mil pessoas no estado, por meio de iniciativas educacionais e palestras em comunidades, incluindo capacitações ofertadas aos líderes de comunidades participantes do projeto Enel Compartilha Liderança em Rede, com a presença de técnicos de segurança da companhia, que orientaram as lideranças comunitárias sobre o uso seguro e consciente de energia e distribuíram materiais sobre o tema.

Projetos incentivados de impacto social por meio do esporte e cultura: Ao longo do ano, a Enel apoiou dezenas de projetos através da Lei de Incentivo à Cultura e ao Esporte em sua área de concessão, para democratizar e proporcionar o acesso à cultura e ao lazer, beneficiando várias comunidades. Na Enel Ceará, destacamos o apoio ao projeto Jacques Klein de Circulação e Intercâmbio, realizado em Fortaleza e que beneficia 535 crianças, adolescentes e jovens ao oferecer formação musical gratuita em níveis que vão da iniciação ao avançado. Além de cursos de violino, viola, violoncelo, contrabaixo, piano, musicalização e canto coral, o projeto promove concertos, intercâmbios e a participação dos alunos em festivais e residências artísticas, incentivando tanto o desenvolvimento cultural quanto a inclusão social. Outro projeto que merece destaque, o Kitesurf Integra, realizado em Caucaia, beneficia 181 jovens ao oferecer aulas de kitesurf aliadas a acompanhamento pedagógico e reforço escolar. Além da prática esportiva, o projeto promove ações educativas sobre os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) e realiza eventos que aproximam a comunidade escolar do esporte e da consciência ambiental. Por meio desses projetos, a Enel Ceará reafirma seu compromisso com a inclusão social, o desenvolvimento cultural e a educação de qualidade para as comunidades onde atua.

Parceiro Responsável: Programa com iniciativas para desenvolver e engajar fornecedores quanto aos objetivos e compromissos de sustentabilidade da Enel, em especial quanto à Agenda 2030 da ONU. Em 2024, tivemos a participação de 394 pessoas de 249 empresas fornecedoras. Entre os temas abordados, destacam-se a Estratégia de Sustentabilidade da Enel, Direitos Humanos, Saúde e Segurança, Ética, Economia Circular, Sistema de Compliance para pequenas e médias empresas. Anualmente o programa ainda faz o reconhecimento dos fornecedores que apresentarem as melhores práticas de sustentabilidade, após uma análise criteriosa dos resultados e impactos positivos para a sociedade e para os objetivos de desenvolvimento sustentável da ONU, incentivando assim, o engajamento da cadeia de fornecedores com os compromissos de sustentabilidade da Enel e o desenvolvimento sustentável das empresas.

Due Diligence de Direitos Humanos (DDDH): Com o objetivo de promover o respeito aos Direitos Humanos Universais e reduzir os riscos inerentes a esse tema, a Enel Brasil realiza a cada 3 anos um processo de DDDH nas atividades de suas empresas, incluindo a Enel Distribuição São Paulo, seguindo as diretrizes dos Princípios Orientadores da ONU sobre Empresas e Direitos Humanos. Atualmente a Enel está realizando seu 3º ciclo consecutivo, iniciado em 2023. Essa avaliação identificou que o excelente nível 90% de adesão da Enel aos Princípios Orientadores da ONU sobre Empresas e Direitos Humanos. O mesmo processo permitiu ainda identificar os principais temas que requerem maior atenção no Brasil: Meio Ambiente; Integridade (tolerância zero a corrupção), Respeito à Diversidade, e às Comunidades, por serem temas com maior risco de possíveis violações de forma geral no país (seja por cidadãos, governos, entidades e empresas), segundo pesquisas e entrevistas realizadas com os principais stakeholders da Enel no Brasil incluindo clientes, comunidades, empresas, instituições sociais, universidades, fornecedores e representantes da sociedade civil organizada. A partir dessas informações foi elaborado um Plano de Ação com 11 iniciativas para garantir a melhoria contínua das práticas da empresa e que será acompanhado pelo Conselho de Administração da Enel. Entre as ações definidas para o plano, podemos destacar a elaboração de aplicação de treinamentos gerais e específicos para os colaboradores e terceirizados sobre a Política

Rede do Bem: programa de voluntariado corporativo da Enel no Brasil, tem feito a diferença nas vidas dos colaboradores da companhia e na de milhares de pessoas que são beneficiadas nas comunidades. Em 2024, o programa contou com a atuação de 278 voluntários, que doaram 3.049 horas de trabalho voluntário em diversas atividades de ajuda humanitária durante todo o ano, como arrecadação de doativos, apoio em situações críticas naturais, como enchentes e deslizamentos, entre outras. Entre essas atividades, podemos destacar a campanha de arrecadação de fundos para apoio a família de colaborador da Enel que mora no Rio Grande do Sul, e teve a casa submersa pela enchente por 32 dias. A campanha de arrecadação, divulgada

pelo programa, engajou doadores dentro e fora da Enel e arrecadou R\$ 16,5 mil, que foram destinados para compra de itens como novas roupas e novos móveis para a família beneficiada.

Programa de Cultura da Sustentabilidade “SER”: Em 2024, o programa “SER - Sustentabilidade em Rede”, continuou a integrar cultura de sustentabilidade na Enel, por meio dos seus quatro pilares estratégicos: Ser Ambiental, Ser Econômico, Ser Social e Ser Humano. A iniciativa reafirmou o compromisso coletivo da companhia com a transição energética e a construção de um futuro mais sustentável. Em 2024, o programa alcançou 1.342 participações de colaboradores de todas as linha de negócio da Enel no Brasil, em atividades que abordaram os temas prioritários da estratégia de sustentabilidade da companhia. Essas atividades foram ministradas por profissionais internos especializados, que protagonizaram realizações importantes, inspirando e incentivando seus colegas com iniciativas e resultados inovadores. Ao longo do ano, os webinars realizados abordaram os seguintes temas:

Ser Econômico: Análise e gestão de riscos e impactos para a sustentabilidade corporativa, com destaque para a adoção da análise de dupla materialidade como parte do processo.

Ser Ambiental: Reflexões sobre o compromisso ambiental da companhia em 2 webinars temáticos: “Semeando a Cultura Ambiental: Nosso Compromisso com o Futuro” e “Adaptação às Mudanças Climáticas: Estratégias da Enel para Eventos Climáticos Extremos”, que destacaram a atuação proativa da Enel diante dos desafios impostos pela crise climática.

Ser Social: O webinar “O Papel da Liderança Comunitária em Emergências Climáticas” reforçou a importância de lideranças locais na construção de resiliência e na mitigação de impactos em comunidades vulneráveis.

Ser Humano: Os webinars abordaram direitos humanos, bem-estar, diversidade, saúde e segurança no ambiente de trabalho, destacando o protagonismo humano como fator-chave para o sucesso das iniciativas.

Essas atividades, estimularam o engajamento da força de trabalho, a troca de conhecimentos e a promoção de práticas sustentáveis, reforçando a importância da atuação de cada colaborador no cumprimento dos objetivos estratégicos da companhia. Dessa forma, o “SER” consolida-se como um marco na construção de uma cultura interna sólida e comprometida com a sustentabilidade, destacando a Enel Brasil como referência no alinhamento e engajamento de sua estratégia ESG com o público interno.

Indicadores ASG - Enel Ceará

Indicadores

	2024	2023
Colaboradores próprios (unit)	1.963	1.478
Colaboradores terceirizados (unit)	9.514	9.146
% de mulheres na Empresa	15,1%	17,9%
% de mulheres em cargos de liderança (1)	20,4%	22,1%
Média de horas de treinamento por empregado (horas)	6,06	9,89
Taxa de Rotatividade (2)	3,1%	1,7%
Número de membros no conselho (unit)	9	7
Número de membros independentes no conselho (unit)	2	1
% de mulheres no conselho	22,2%	28,6%
Beneficiados pelos projetos sociais (3)	325.455	438.055
Resíduos perigosos enviados para recuperação	97%	100%
Resíduos não perigosos enviados para recuperação	80%	71%
Avaliação de fornecedores ambientais (4)	5	9
Realização de ECoS Ambiental (5)	1	-

(1) Líderes: Considera os Heads e Diretores; (2) Considera os desligamentos voluntários e involuntários

(3) O número de 2023 foi adaptado a fim de refletir uma mudança nos critérios de contabilização de alguns projetos realizada no 4T24 ;(4) Meta 2024: 5 ;

(5) Meta 2024: 1

RECONHECIMENTO E PREMIAÇÕES

Enel Brasil

Prêmio “Empresas que Melhor se Comunicam com Colaboradores”

Organizado pelas plataformas Melhor RH, Negócios da Comunicação e pelo Centro de Estudos da Comunicação (CECOM), a Enel Brasil foi reconhecida em três categorias.

A empresa conquistou o 1º lugar na categoria Inovação com a campanha “O que te inspira?”. A iniciativa ofereceu alternativas e soluções para que inovar se tornasse um propósito, incentivando os colaboradores a buscarem conhecimento e oportunidades de mudança e melhoria.

O Plano de Comunicação do Plano de Ação de Emergência nas Barragens (PAEBM) da Enel Green Power garantiu o 2º lugar na categoria Gestão de Crise – Pilar Canais e Meios. Desenvolvido para atender aos requisitos da nova Lei de Segurança de Barragens, o plano promoveu uma comunicação transparente, conscientizando e orientando a população, além de envolver o poder público e os colaboradores. A iniciativa reforça o compromisso da Enel com a segurança e o bem-estar das comunidades em que atua.

A websérie “Tá Ligado?”, um trocadilho com a área de atuação da empresa, conquistou o 2º lugar na categoria Revolution – Pilar Grandes Ideais. Composta por dez episódios, a iniciativa apresentou temas estratégicos de forma simples, acessível e didática para o público interno. A série foi divulgada em todos os canais de comunicação da Enel, alcançando números expressivos de visualizações e gerando alto engajamento da equipe.

Encontro de Gestão de Ativos para Empresas do Setor Elétrico (EGAESE)

Na 11ª edição do EGAESE, a Enel Brasil foi reconhecida em duas categorias. A empresa conquistou o 1º lugar na categoria Impactos Regulatórios com o projeto “Maximizando os resultados da base de remuneração: Banco de preços referencial e atipicidades”.

Já na categoria Gestão Estratégica, a Enel ficou em 4º lugar com o projeto de “Desenvolvimento e implementação de sistema automatizado de gestão e controle de processos da conformidade regulatória das informações cadastrais para a garantia do retorno dos investimentos em ativos”. O projeto foi fundamental para garantir o retorno dos investimentos em ativos.

7 RELACIONAMENTO COM AUDITORES INDEPENDENTES

Em conformidade com a Instrução CVM nº 162, informamos que a KPMG não prestou durante o exercício de 2024 outros serviços que não os relacionados com auditoria externa.

Ao contratar outros serviços de seus auditores externos, a política de atuação da Companhia se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor e consistem em: (a) o auditor não deve auditar seu próprio trabalho, (b) o auditor não deve exercer funções gerenciais na Companhia e (c) o auditor não deve promover os interesses da Companhia. Todos os serviços prestados pelos auditores independentes são submetidos à aprovação do Conselho de Administração.

8 INFORMAÇÕES CORPORATIVAS

Diretoria Executiva	
Cargo	Diretoria Executiva
Diretor-Presidente	José Nunes de Almeida Neto
Diretor de Adm, Finanças, Controle e de RI	Francesco Tutoli
Diretor de Operações de Infraestrutura e Redes	Charles d' Capdeville
Diretor de Pessoas e Organização	Alain Rosolino
Diretor Jurídico	Ana Cláudia Gonçalves Rebello
Diretor de Engenharia e Construção	Fernando Andrade
Diretor de Mercado	Luiz Flavio Xavier de Sá
Diretor de Regulação	Anna Paula Hiotte Pacheco
Diretor de Comunicação e Diretor de Relações Institucionais (interino)	José Nunes de Almeida Neto

Conselho de Administração	
Cargo	Conselheiros
Presidente do Conselho de Administração	Guilherme Gomes Lencastre
Vice-Presidente do Conselho de Administração	Mario Fernando de Melo Santos
Conselheiro de Administração Titular	Ana Claudia Gonçalves Rebello
Conselheiro de Administração Titular	Antonio Scala
Conselheiro de Administração Titular	João Francisco Landim Tavares
Conselheiro de Administração Titular	Marcia Massotti de Carvalho
Conselheiro de Administração Titular	Marco Fadda
Conselheiro de Administração Titular - Independente	Francisco Honório Pinheiro Alves
Conselheiro de Administração - Independente	Gabriel Ramires
Conselheiro de Administração Suplente	Alain Rosolino
Conselheiro de Administração Suplente	Anna Paula Hiotte Pacheco
Conselheiro de Administração Suplente	Artur Teixeira Lima Neto
Conselheiro de Administração Suplente	José Nunes de Almeida Neto
Conselheiro de Administração Suplente	Julia Freitas de Alcântara Nunes
Conselheiro de Administração Suplente	Luiz Flavio Xavier de Sá
Conselheiro de Administração Suplente	Maria Eduarda Fischer Alcure
Conselheiro de Administração Suplente	Michelle Rodrigues Nogueira

Conselho Fiscal	
Cargo	Conselheiros
Conselheiro Efetivo	Jorge Parente Frota Junior
Conselheiro Efetivo	Antonio Cleber Uchoa Cunha
Conselheiro Efetivo	Marcos Jose Lopes
Conselheiro Suplente	Fernando Augusto Correia Cardoso Filho
Conselheiro Suplente	Antonio Cleto Gomes
Conselheiro Suplente	Andre Luiz Amaral dos Santos

Relações com Investidores

Fabio Romanin

Contador Responsável

Alan dos Reis Santos – CRC SP244288 /O-2



KPMG Auditores Independentes Ltda.
Rua do Passeio, 38 - Setor 2 - 17º andar - Centro
20021-290 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Caixa Postal 2888 - CEP 20001-970 - Rio de Janeiro/RJ - Brasil
Telefone +55 (21) 2207-9400
kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

Ao Conselho de Administração e Acionistas da
Companhia Energética do Ceará - Coelce
Fortaleza - CE

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da Companhia Energética do Ceará - Coelce (Companhia) que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2024 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 Energética do Ceará - Coelce em 31 de dezembro de 2024, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada "Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras". 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, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais assuntos de auditoria

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

Reconhecimento de receita para fornecimento de energia elétrica distribuída e não faturada

Veja as Notas 6 e 24 das demonstrações financeiras

Principais assuntos de auditoria	Como a auditoria endereçou esse assunto
A Companhia reconhece a receita quando transfere o controle dos bens ou serviços ao cliente de acordo com o CPC 47/IFRS 15 – Receita de contrato com cliente. A receita para energia elétrica distribuída e não faturada é estimada com base na média do montante diário faturado, multiplicada pela quantidade de dias não faturados, considerando o comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia no período não faturado em relação ao período faturado. Devido à relevância dos valores envolvidos, natureza e extensão do esforço de auditoria necessário para tratar o tema, consideramos a receita para energia elétrica distribuída e não faturada como assunto significativo em nossa auditoria.	Nossos procedimentos de auditoria incluíram, mas não se limitaram a: (1) Avaliamos o ambiente, o desenho e a efetividade dos controles internos relacionados ao processo de reconhecimento da receita de fornecimento de energia elétrica não faturada; (2) Testamos, em base amostral, as informações utilizadas no processo de reconhecimento de receita de energia elétrica distribuída e não faturada e recalculamos, também em base amostral, as estimativas de receita para energia elétrica distribuída e não faturada; e (3) Avaliamos se as divulgações nas demonstrações financeiras da Companhia consideram as informações relevantes relacionadas ao reconhecimento da receita energia elétrica distribuída e não faturada. Com base nos procedimentos executados e nos resultados obtidos, consideramos que são aceitáveis os montantes reconhecidos como receitas não faturadas e as divulgações correlatas no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Outros assuntos – Demonstração do valor adicionado

A demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia, e apresentada como informação suplementar para fins de IFRS, 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 está consistente em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

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

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

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

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

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras

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

Na elaboração das demonstrações financeiras, 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 dos auditores 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 da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela 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 em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

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

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

Rio de Janeiro, 26 de fevereiro de 2025

KPMG Auditores Independentes Ltda.
CRC SP-014428/O-6 F-RJ



Alexandre Vinicius Ribeiro de Figueiredo
Contador CRC RJ-092563/O-1

BALANÇOS PATRIMONIAIS

Em 31 de dezembro de 2024 e 2023

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota	31.12.2024	31.12.2023
<u>Ativo circulante</u>			
Caixa e equivalentes de caixa	4	214.124	96.665
Títulos e valores mobiliários	5	475	97.925
Contas a receber de clientes	6	2.003.626	1.857.635
Ativo financeiro setorial	8	-	28.984
Créditos a receber - subvenção e outros	7	245.151	37.911
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	9	156.818	23.991
Outros tributos compensáveis	9	251.511	538.285
Serviços em curso		61.549	61.164
Instrumentos financeiros derivativos	29.1	86.005	-
Outros créditos		62.419	110.207
Total do ativo circulante		3.081.678	2.852.767
<u>Ativo não circulante</u>			
Contas a receber de clientes	6	45.102	212.609
Outros tributos compensáveis	9	108.870	112.608
Cauções e depósitos	11	21.813	19.715
Depósitos vinculados	21.1	59.806	51.220
Benefício fiscal	10	9.130	12.755
Instrumentos financeiros derivativos	29.1	63.578	84.843
Ativo contratual da concessão	12.1	1.514.389	1.272.658
Ativo financeiro indenizável (concessão)	12.2	7.228.279	6.113.012
Imobilizado	13	179.864	88.218
Intangível	12.3	2.094.432	2.277.008
Total do ativo não circulante		11.325.263	10.244.646
Total do ativo		14.406.941	13.097.413

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

BALANÇOS PATRIMONIAIS

Em 31 de dezembro de 2024 e 2023

(Valores expressos em milhares de reais)

	Nota	31.12.2024	31.12.2023
<u>Passivo circulante</u>			
Fornecedores	14	1.267.060	1.103.261
Empréstimos e financiamentos	15	2.570.938	844.378
Debêntures	16	251.275	1.911.623
Obrigações por arrendamentos		17.995	7.270
Outras obrigações fiscais	17	179.246	194.164
Dividendos a pagar	22.9	178.123	93.296
Salários, provisões e encargos sociais		65.667	42.973
Geração distribuída	25.1.2	109.749	-
Encargos setoriais	18	45.461	84.296
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	19	245.326	350.209
Passivo financeiro setorial	8	202.641	-
Obrigações com benefícios pós-emprego	20	-	876
Obrigações de compartilhamento de infraestrutura	28	227.445	165.129
Instrumentos financeiros derivativos	29.1	10.409	91.629
Provisões para processos judiciais e outros riscos	21	-	1.116
Outras obrigações		302.383	222.543
Total do passivo circulante		5.673.718	5.112.763
<u>Passivo não circulante</u>			
Empréstimos e financiamentos	15	1.042.901	1.268.800
Debêntures	16	1.582.378	1.830.680
Obrigações por arrendamentos		58.930	29.804
Outras obrigações fiscais	17	1.324	1.349
Encargos setoriais	18	86.196	57.300
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	19	117.494	60.759
Passivo financeiro setorial	8	220.404	109.098
Obrigações com benefícios pós-emprego	20	109.767	110.146
Tributos diferidos	27	83.708	37.212
Instrumentos financeiros derivativos	29.1	-	38.538
Provisões para processos judiciais e outros riscos	21	290.237	248.865
Outras obrigações		262	952
Total do passivo não circulante		3.593.601	3.793.503
<u>Patrimônio líquido</u>	22		
Capital social		1.388.347	1.282.347
Adiantamento para futuro aumento de capital		580.580	-
Reserva de capital		358.671	358.671
Reserva de lucros		2.812.801	2.556.409
Outros resultados abrangentes		(777)	(6.280)
Total do patrimônio líquido		5.139.622	4.191.147
Total do passivo		14.406.941	13.097.413

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023

(valores expressos em milhares de reais)

	Nota	2024	2023
Receita líquida	24	8.442.129	8.623.294
Custo	25	(6.837.194)	(7.020.888)
Lucro bruto		1.604.935	1.602.406
<u>Receitas (despesas) operacionais</u>	25		
Despesas com vendas		(17.682)	(25.101)
Despesas gerais e administrativas		(227.706)	(197.167)
Perda por redução ao valor recuperável de contas a receber		(194.979)	(197.791)
Outras receitas operacionais		68.770	64.496
Total despesas operacionais		(371.597)	(355.563)
Lucro antes do resultado financeiro e impostos sobre o lucro		1.233.338	1.246.843
<u>Resultado financeiro</u>	26		
Receitas financeiras		240.629	207.469
Despesas financeiras		(976.076)	(999.108)
Variações cambiais líquidas		(2.313)	1.260
Total do resultado financeiro		(737.760)	(790.379)
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social		495.578	456.464
<u>Imposto de renda e contribuição social</u>	27		
Imposto de renda e contribuição social correntes		(17.580)	(30.785)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(45.656)	(125.415)
Incentivo fiscal		32.572	15.212
Total dos tributos sobre o lucro		(30.664)	(140.988)
Lucro líquido do exercício		464.914	315.476
Lucro líquido por ação em R\$ - básico e diluído	23		
Ação ordinária		3,6868	2,5018
Ação preferencial - Classe A		2,1671	1,4705
Ação preferencial - Classe B		0,1176	0,0798

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO ABRANGENTE

 Exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023
 (valores expressos em milhares de reais)

	Nota	2024	2023
Lucro líquido do exercício		464.914	315.476
<u>Outros resultados abrangentes</u>			
Itens que não serão reclassificados para a demonstração do resultado			
Ganho (perda) atuarial em obrigações com benefícios pós emprego		4.795	(20.933)
Tributos diferidos sobre ganho (perda) atuarial em obrigações com benefícios pós emprego	27	(1.630)	7.117
Itens que serão reclassificados para a demonstração do resultado			
Ganho em instrumentos financeiros derivativos		8.338	11.450
Tributos diferidos sobre ganho em instrumentos financeiros derivativos	27	(2.835)	(3.893)
Total dos resultados abrangentes do exercício, líquido de impostos		473.582	309.217

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023

(valores expressos em milhares de reais)

	Capital social		Reservas de capital				Reservas de lucros				Total
	Capital subscrito	Adiantamento para futuro aumento de capital	Reserva de ágio	bens e direitos constituídos com capital próprio	Incentivo fiscal - ADENE	Reserva legal	Incentivo fiscal - SUDENE	Reserva para reforço de capital de giro	Lucros acumulados	Outros resultados abrangentes	
Saldo em 31 de dezembro de 2022	1.085.347	-	221.188	31.160	106.323	48.845	1.047.562	1.430.314	-	(13.837)	3.956.902
Resultado abrangente total:											
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	315.476	-	315.476
Perda atuarial em obrigações com benefícios pós emprego	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(20.933)	(20.933)
Tributos diferidos sobre perda atuarial em obrigações com benefícios pós emprego	-	-	-	-	-	-	-	-	7.117	-	7.117
Ganho em instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	-	-	-	-	11.450	-	11.450
Tributos diferidos sobre ganho em instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.893)	(3.893)
Transações com os acionistas											
Aumento de capital	197.000	-	-	-	-	-	-	(197.000)	-	-	-
Dividendos prescritos	-	-	-	-	-	-	-	-	125	-	125
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	-	(75.097)	-	(75.097)
Mutações internas do patrimônio líquido											
Transferência para lucros acumulados	-	-	-	-	-	-	-	-	(13.816)	13.816	-
Reserva de lucros - incentivo fiscal SUDENE	-	-	-	-	-	-	15.212	-	(15.212)	-	-
Reserva para reforço de capital de giro	-	-	-	-	-	-	-	211.476	(211.476)	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2023	1.282.347	-	221.188	31.160	106.323	48.845	1.062.774	1.444.790	-	(6.280)	4.191.147
Resultado abrangente total:											
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	464.914	-	464.914
Ganho atuarial em obrigações com benefícios pós emprego	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.795	4.795
Tributos diferidos sobre ganho atuarial em obrigações com benefícios pós emprego	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.630)	(1.630)
Ganho em instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.338	8.338
Tributos diferidos sobre ganho em instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.835)	(2.835)
Transações com os acionistas											
Aumento de capital	106.000	-	-	-	-	-	-	(106.000)	-	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	-	580.580	-	-	-	-	-	-	-	-	580.580
Dividendos prescritos	-	-	-	-	-	-	-	-	202	-	202
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	-	(105.889)	-	(105.889)
Mutações internas do patrimônio líquido											
Transferência para lucros acumulados	-	-	-	-	-	-	-	-	3.165	(3.165)	-
Reserva legal	-	-	-	-	-	8.989	-	-	(8.989)	-	-
Reserva de lucros - incentivo fiscal SUDENE	-	-	-	-	-	-	32.572	-	(32.572)	-	-
Reserva para reforço de capital de giro	-	-	-	-	-	-	-	320.831	(320.831)	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2024	1.388.347	580.580	221.188	31.160	106.323	57.834	1.095.346	1.659.621	-	(777)	5.139.622

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023
(valores expressos em milhares de reais)

	31.12.2024	31.12.2023
<u>Atividades operacionais</u>		
Lucro líquido do exercício	464.914	315.476
<u>Ajustes para conciliar o lucro líquido do exercício com o caixa das atividades operacionais</u>		
Depreciação e amortização	646.208	541.680
Variações monetárias	(31.241)	(27.869)
Variações cambiais da dívida	499.037	649.754
Marcação a mercado da dívida	(7.459)	(5.773)
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - marcação a mercado	93.283	(58.190)
Atualização do ativo financeiro da concessão	(306.046)	(401.356)
Atualização dos ativos e passivos financeiros setoriais	(23.306)	(29.807)
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa	64.531	404.608
Perda de recebíveis de clientes	117.774	(206.817)
Atualização monetária de processos judiciais	38.914	42.350
Provisões para processos judiciais e outros riscos	78.404	47.521
Juros sobre obrigações de arrendamento	8.243	5.589
Juros sobre operações com instrumento derivativo	87.009	174.685
Benefício pós-emprego	11.686	9.683
Baixa de ativo intangível	3.899	31.480
Baixa de ativo imobilizado	667	16
Tributos e contribuições sociais diferidos	45.656	129.375
<u>Redução (aumento) dos ativos</u>		
Contas a receber de clientes	(160.789)	(391.604)
Ativo financeiro setorial	52.290	30.845
Créditos a receber - subvenção e outros	(207.240)	(30.253)
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	(132.827)	(34.016)
Outros tributos compensáveis	290.513	464.808
Depósitos vinculados	(8.586)	(3.209)
Serviços em curso	(385)	-
Outros créditos	47.788	13.234
<u>Redução (aumento) dos passivos</u>		
Fornecedores	163.799	(271.506)
Imposto de renda e contribuição social a pagar	(94.309)	(61.999)
Outras obrigações fiscais	(14.943)	(13.342)
Salários, provisões e encargos sociais	22.694	(15.510)
Geração distribuída	109.749	-
Encargos setoriais	(9.939)	43.408
Obrigações de compartilhamento de infraestrutura	62.316	165.129
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	(48.148)	(397.429)
Passivo financeiro setorial	313.947	(77.032)
Outras obrigações	79.148	14.980
Pagamento de juros (encargos de dívidas), deduzido dos juros capitalizados	(411.081)	(403.094)
Pagamento de juros de obrigações por arrendamento	(7.910)	(5.159)
Pagamento de juros de obrigações com derivativo	(98.871)	(29.822)
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	94.309	-
Pagamento de outras obrigações com benefício pós-emprego	(8.146)	(9.984)
Pagamento de processos judiciais e outros riscos	(77.062)	(72.100)
Caixa líquido gerado nas atividades operacionais	1.748.490	538.750



Enel Distribuição Ceará

Atividades de investimentos

Adições para ativo imobilizado	(55.315)	(32.882)
Adições para ativo contratual	(1.493.793)	(1.260.929)
Títulos e valores mobiliários	97.450	(11.025)
Cauções e depósitos	(2.098)	12.254
Caixa líquido utilizado nas atividades de investimentos	(1.453.756)	(1.292.582)

Atividades de financiamentos

Adiantamento para futuro aumento de capital	580.580	-
Captação de empréstimos e financiamentos	1.610.080	3.091.531
Pagamento de empréstimos e financiamentos (principal)	(462.772)	(1.684.401)
Pagamento de debêntures (principal)	(1.846.161)	(333.777)
Pagamento de obrigações por arrendamento (principal)	(22.170)	(11.583)
Pagamento de dividendos	(20.860)	(173.659)
Pagamento de instrumento financeiro derivativo (principal)	(15.972)	(220.172)
Caixa líquido gerado (utilizado) nas atividades de financiamentos	(177.275)	667.939
Variação no caixa líquido	117.459	(85.893)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	96.665	182.558
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	214.124	96.665

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023
(valores expressos em milhares de reais)

	31.12.2024	31.12.2023
1. Receitas	11.805.728	11.452.744
Receita bruta de venda de energia e outras receitas	11.882.933	11.857.352
Fornecimento de energia elétrica	10.317.067	10.525.948
Outras receitas	68.770	64.642
Receita relativa à construção de ativos próprios	1.497.096	1.266.762
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa, líquida	(77.205)	(404.608)
2. Insumos adquiridos de terceiros	(6.415.643)	(6.640.694)
Materiais	(696.628)	(591.753)
Outros custos operacionais	(315.631)	2.013
Custo de energia comprada e transmissão	(3.966.246)	(4.637.848)
Serviço de terceiros	(1.437.138)	(1.413.106)
3. Valor adicionado bruto	5.390.085	4.812.050
4. Retenções	(646.208)	(541.681)
Depreciação e amortização	(646.208)	(541.681)
5. Valor adicionado líquido produzido pela entidade	4.743.877	4.270.369
6. Valor adicionado recebido em transferência	240.629	207.469
Receitas financeiras	240.629	207.469
7. Valor adicionado total a distribuir	4.984.506	4.477.838
8. Distribuição do valor adicionado	4.984.506	4.477.838
Pessoal	296.751	258.256
Remunerações	189.956	166.665
Participação dos trabalhadores nos lucros e resultados	17.390	18.062
Previdência privada	8.852	8.715
Auxílio alimentação	24.074	19.259
Convênio assistencial e outros benefícios	33.663	24.384
FGTS	10.247	9.054
Outros encargos sociais	12.569	12.117
Tributos (Governo)	3.251.095	2.886.915
Federais	657.587	517.210
Imposto de renda e contribuição social	63.236	156.200
COFINS	502.320	280.696
PIS	109.056	60.959
INSS	15.547	34.567
(-) Incentivos fiscais	(32.572)	(15.212)
Estaduais	1.704.290	1.584.663
ICMS	1.703.556	1.584.340
Outros estaduais	734	323
Municipais	7.989	9.398
ISS	6.273	6.279
IPTU	1.106	1.393
Outros municipais	610	1.726
Encargos setoriais	881.229	775.644
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	673.958	697.463
Eficiência energética - P&D, FNDCT e EPE	65.640	68.570
Encargos do consumidor - CCRBT	131.021	(951)
Taxa de fiscalização - ANEEL	10.610	10.562
Remuneração de capitais de terceiros	971.746	1.017.191
Juros	765.708	181.077
Aluguéis	(4.330)	18.083
Outras despesas financeiras	210.368	818.031
Remuneração de capitais próprios	464.914	315.476
Dividendos e juros sobre capital próprio	105.687	160.976
Reserva de incentivo fiscal - SUDENE	32.572	78.982
Reserva de lucro	317.665	75.518
Lucros retidos	8.989	-

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



1. Contexto operacional

A Companhia Energética do Ceará - Coelce ("Companhia" ou "Enel Distribuição Ceará"), sociedade por ações de capital aberto registrada na B3 - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros com registro de Companhia aberta categoria "A", controlada pela Enel Brasil S.A. ("Enel Brasil" ou Enel), sendo esta, por sua vez, uma controlada indireta da Enel S.p.A. (sediada na Itália).

A sede da Companhia está localizada na Rua Padre Valdevino, nº 150, Centro, na cidade de Fortaleza, Estado do Ceará, Brasil.

A Companhia está autorizada a operar como concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica, destinada a pesquisar, estudar, planejar, construir e explorar a distribuição de energia elétrica, e tem suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME. A Companhia tem como área de concessão 184 municípios cearenses.

O contrato de Concessão de Distribuição de energia elétrica nº 01/1998, assinado em maio de 1998, tem prazo de duração de 30 anos, com vencimento em 13 de maio de 2028 (Nota explicativa nº. 1.2).

Segundo o Contrato de Concessão, a Companhia passa por processos de Revisão Tarifária a cada quatro anos, tendo o primeiro processo de revisão ocorrido em 2003, e de Reajuste Tarifário anualmente, e entram em vigor a partir do dia 22 de abril de cada ano. A última Revisão Tarifária da Companhia ocorreu em 22 de abril de 2023, e o último reajuste tarifário anual ocorreu em 22 de abril de 2024 (Nota explicativa nº. 3.1)..

1.1 Preservação do equilíbrio econômico-financeiro da concessão

A ANEEL, observando a Medida Provisória nº 950/2020 e o Decreto nº 10.350/2020, reconheceu que os fatos causados pela pandemia se incluíram no âmbito das áreas administrativa e econômica, assim estabeleceu, por meio da Resolução Normativa nº 885/2020, critérios e procedimentos complementares para a gestão da CONTA-COVID, incluindo diretrizes para a contratação da operação financeira pela CCEE, e dentre outras medidas a obrigação de recolhimento de quotas mensais, com efeitos a partir dos processos tarifários de 2021, definidos de forma proporcional ao repasse de recursos observado para cada distribuidora.

Posteriormente, a ANEEL, observando a Medida Provisória nº 1.078/2021 e o Decreto nº 10.939/2022, que permite o financiamento às distribuidoras para mitigar o impacto derivado da escassez hídrica, bem como os diferimentos tarifários ocorridos até o desembolso do próprio empréstimo, estabeleceu, por meio da Resolução Normativa nº 1.008/2022, critérios e procedimentos para gestão da Conta Escassez Hídrica, sendo estabelecidos os limites de empréstimo para cada concessionária. O pagamento do empréstimo aos bancos será feito através de cobrança tarifária no prazo de 54 meses, a partir dos processos tarifários de 2023.

Já em 2024, a Medida Provisória nº 1.212 definiu em seu Art. 4º a possibilidade de a CCEE negociar a antecipação dos recebíveis da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE relacionados as obrigações futuras da Eletrobras quanto aos aportes definidos na Lei nº 14.182/2021. Diante deste fato, em 4 de julho de 2024, o Governo Federal, por meio da Portaria Interministerial MME/MF nº 1, estabeleceu as diretrizes da operação, caracterizando a operação financeira como securitização de direitos creditórios, além disso definiu diretrizes complementares e aspectos tarifários relacionados às Contas Covid e Escassez Hídrica.

Em 8 de agosto de 2024, por meio da correspondência CT-CCEE 18834/2024, a CCEE informou à ANEEL sobre a assinatura dos Documentos da Operação de antecipação dos recebíveis da CDE Eletrobras para fins de quitação da Conta COVID e Conta Escassez Hídrica. Diante deste fato, as distribuidoras a partir de outubro de 2024 deixarão de pagar os empréstimos relativo a estas contas.

Em 24 de setembro de 2024, em reunião pública, foi aprovado pela ANEEL a Resolução Normativa nº 1.102, estabelecendo diretrizes para a fixação de quotas extraordinárias a serem arcadas pelas distribuidoras, em caso de eventual inadimplência pela Eletrobras dos recebíveis da CDE cedidos. Caso ocorra inadimplência, a ANEEL terá o prazo de 30 dias para fixar as quotas extraordinárias após o aviso, por parte da CCEE, do

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



inadimplemento da Eletrobras.

1.2 Panorama das renovações de concessões no Brasil**Decreto 12.068/2024 e o novo Contrato de Concessão**

Em 20 de junho de 2024, foi publicado o Decreto 12.068/2024, que apresenta as diretrizes para prorrogação das concessões de distribuição que se encerram entre 2025 e 2031. O referido decreto definiu os critérios de enquadramento para prorrogação do contrato, além de trazer diretrizes do novo contrato de concessão. Em 15 de outubro de 2024, a ANEEL abriu a Consulta Pública nº 027/2024, com o objetivo de obter subsídios para o aprimoramento da minuta de termo aditivo ao contrato de concessão de distribuição de energia elétrica com vistas à prorrogação das concessões. A conclusão da referida Consulta e a consequente aprovação do novo Contrato de Concessão foram realizados pela ANEEL no dia 25 de fevereiro de 2025. A partir da publicação do novo Contrato de Concessão, as distribuidoras terão um prazo de 30 dias para apresentar à Agência o requerimento de prorrogação, o que é o intuito da Companhia.

2. Base de preparação e apresentação das demonstrações financeiras

2.1 Base de preparação**2.1.1 Declaração de conformidade**

As demonstrações financeiras foram preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB) e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem os pronunciamentos, interpretações e orientações do Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC").

A Companhia aplicou e divulgou as políticas contábeis materiais de maneira consistente em todos os exercícios apresentados nestas demonstrações financeiras, salvo indicação ao contrário. As informações relevantes próprias das demonstrações financeiras estão evidenciadas nas notas explicativas e correspondem às utilizadas pela administração da Companhia na sua gestão.

A Companhia, sempre que aplicável, se utiliza das orientações e requerimentos estabelecidos pelo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas regidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica, quando não conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

A aprovação para emissão destas demonstrações financeiras ocorreu em reunião do Conselho de Administração realizada em 26 de fevereiro de 2025.

2.1.2 Moeda funcional e transações em moeda estrangeira

As demonstrações financeiras estão apresentadas em Reais, que é a moeda funcional da Companhia. Todos os saldos foram arredondados para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

As transações em moeda estrangeira, ou seja, qualquer moeda diferente da moeda funcional, são registradas de acordo com as taxas de câmbio vigentes na data de cada transação. No final de cada período de relatório, os itens monetários em moeda estrangeira são reconvertidos pelas taxas vigentes no fim do período. Os ganhos e perdas resultantes da atualização desses ativos e passivos são reconhecidos como receitas ou despesas financeiras no resultado.

2.1.3 Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram preparadas com base no custo histórico, exceto quando indicada a base diferente de mensuração.

2.1.4 Segmento de negócios

Um segmento operacional é um componente da Companhia (i) que possui atividades de negócio através das quais gera receitas e incorre em despesas, (ii) cujos resultados operacionais são regularmente revisados pela Administração na tomada de decisões sobre alocação de recursos e avaliação da performance do segmento, e (iii) para o qual haja informações financeiras individualizadas.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Como a Companhia atua em uma única região geográfica (Estado do Ceará), e possui uma única atividade de negócio das quais pode obter receitas e incorrer despesas (distribuição de energia elétrica), a Companhia concluiu que possui apenas o segmento de distribuição de energia elétrica como passível de reporte.

2.2 Pronunciamentos novos ou alterados que estão vigentes em 1º de janeiro de 2024

A Companhia avaliou os novos pronunciamentos ou alterações realizadas aos pronunciamentos já existentes, e quando aplicável, os implementou conforme requerido pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC").

As novas normas contábeis ou aquelas alteradas que passaram a vigorar para exercícios anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2024 estão evidenciadas a seguir e não resultaram em alterações materiais para as políticas contábeis materiais atualmente utilizadas pela Companhia:

Pronunciamentos novos ou alterados	Natureza da alteração	Vigente para os períodos anuais iniciados em ou após
CPC 26/IAS 1 - Apresentação das Demonstrações Contábeis -	Estabelece requisitos para	
Passivos não circulantes com cláusulas restritivas e classificação de Passivos como Circulantes ou Não Circulantes	classificação de passivo circulante e não circulante e passivo circulante com covenants.	1º de janeiro de 2024
CPC 06/IFRS 16 - Arrendamentos - Passivo de arrendamento em uma venda e arrendamento posterior	Define a responsabilidade de arrendamento em uma venda e relocação	1º de janeiro de 2024
CPC 03/IAS 7 – Demonstração dos fluxos de caixa e CPC 40/IFRS 7 – Instrumentos financeiros - evidenciação - Acordos de financiamento de fornecedores	Define requisitos de divulgação para acordos de financiamento de fornecedores, apresentando como esses acordos afetam os passivos e os fluxos de caixa de uma entidade; e como a entidade poderia ser afetada se os acordos já não estivessem disponíveis para ela	1º de janeiro de 2024

2.3 Pronunciamentos novos ou alterados, mas ainda não vigentes

Uma série de novas normas contábeis serão efetivas para exercícios iniciados após 1º de janeiro de 2024, e ainda não estão em vigentes. A Companhia está avaliando os impactos dessas novas normas, e se aplicável aos negócios da Companhia, os pronunciamentos novos ou alterados serão adotados assim que sua adoção entrar em vigor.

As principais alterações estão descritas a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Pronunciamentos novos ou alterados	Natureza da alteração	Vigente para os períodos anuais iniciados em ou após
	Demonstração do resultado: Classificar todas as receitas e despesas em cinco categorias: operacional, de investimento, de financiamento, de operações descontinuadas e de imposto de renda. As entidades também são obrigadas a apresentar um subtotal de	
IFRS 18 - Apresentação e lucro operacional recém-definido. O lucro líquido das demonstrações	líquido das entidades não mudará.	
financeiras (o CPC ainda não se pronunciou como será a efetiva adesão ao IFRS 18, por uma nova norma ou alteração do CPC 26)	As medidas de desempenho definidas pela administração (são divulgadas em uma única nota nas demonstrações financeiras.	1º de janeiro de 2027
	Orientações aprimoradas sobre como agrupar informações nas demonstrações financeiras.	
	Usar o subtotal do lucro operacional como ponto de partida para a demonstração dos fluxos de caixa ao apresentar fluxos de caixa operacionais pelo método indireto.	
CPC 02/IAS 21 - Efeitos das mudanças nas taxas de câmbio e conversão de demonstrações contábeis - Ausência de conversibilidade	A falta de trocabilidade para exigir que uma entidade aplique uma abordagem consistente para avaliar se uma moeda é trocável por outra moeda e, quando não o é, para determinar a taxa de câmbio a utilizar e as divulgações a fornecer.	1º de janeiro de 2025
CPC 48/IFRS 9 - Instrumentos financeiros e CPC 40/IFRS 7 - Instrumentos financeiros: Evidenciação - Classificação e Mensuração de Instrumentos Financeiros	De acordo com as alterações, a empresa geralmente desreconhece suas contas a pagar na data de liquidação quando ela usa um sistema de pagamento eletrônico que atende a todos os seguintes critérios: (i) nenhuma capacidade prática de retirar, interromper ou cancelar a instrução de pagamento; (ii) nenhuma capacidade prática de acessar o dinheiro a ser usado para liquidação como resultado da instrução de pagamento; e (iii) o risco de liquidação associado ao sistema de pagamento eletrônico é insignificante	1º de janeiro de 2026
	Requisitos de classificação e mensuração no IFRS 9 Instrumentos Financeiros – incluindo a classificação de ativos financeiros com um recurso vinculado a ESG. As novas alterações ajudarão as empresas a avaliar se os ativos financeiros com características ESG atendem ao critério de pagamentos somente de principal e juros.	1º de janeiro de 2026

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



	Emenda sobre contas a receber pode levar a mudança na política contábil. As alterações do IASB eliminam o conflito entre o IFRS 9 e o IFRS 15 sobre o valor pelo qual um recebível comercial é inicialmente mensurado.	
Annual Improvements to IFRS Accounting Standards – Volume 11	Outras alterações incluem o desreconhecimento de passivos de arrendamento. Se um passivo de arrendamento for desreconhecido, então o desreconhecimento é contabilizado de acordo com o IFRS 9. Entretanto, quando um passivo de arrendamento é modificado, a modificação é contabilizada de acordo com o IFRS 16 Arrendamentos.	1º de janeiro de 2026
IFRS 19 - Subsidiárias sem responsabilidade pública: Divulgação	As subsidiárias que atualmente aplicam o IFRS para PMEs® Accounting Standard ou o GAAP local em suas demonstrações financeiras estatutárias não precisarão mais preparar dois conjuntos de contas para fins de relatórios de grupo se o IFRS 19 for aplicado. O IFRS 19 oferece às subsidiárias elegíveis uma maneira prática de abordar os problemas de divulgação excessiva, ao mesmo tempo em que reduz seus custos de relatórios – eliminando a necessidade de fornecer divulgações além das necessidades dos usuários ou de manter dois conjuntos separados de registros contábeis. Uma subsidiária que não tem responsabilidade pública e tem uma controladora que produz contas consolidadas de acordo com as Normas Contábeis IFRS, está autorizada a aplicar a IFRS 19.	1º de janeiro de 2027
IFRS 10 - Demonstrações financeiras consolidadas e na IAS 28 - Investimentos em coligadas e em empreendimentos em conjunto	Venda ou contribuição de ativos entre um investidor e a sua coligada ou empreendimento controlado em conjunto.	Data efetiva diferida por tempo indeterminado. Disponível para adoção opcional (somente IFRS)

2.4 Aplicação de julgamentos, estimativas e premissas contábeis materiais

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

A preparação de demonstrações financeiras requer o uso de certas estimativas contábeis e o exercício de julgamento por parte da Administração. As estimativas contábeis envolvidas na preparação das demonstrações financeiras foram apoiadas em fatores objetivos e subjetivos, com base no julgamento da Administração para determinação do valor adequado a ser registrado nas demonstrações financeiras. Quando necessário, os julgamentos e as estimativas estão suportados por pareceres elaborados por especialistas.

A Companhia adota premissas derivadas de sua experiência e outros fatores que entende como razoáveis e relevantes nas circunstâncias. As premissas adotadas são revisadas periodicamente no curso ordinário dos negócios. Contudo, deve ser considerado que há uma incerteza inerente relativa à determinação dessas premissas e estimativas, o que poderá levar a resultados que requeiram um ajuste significativo ao valor contábil do referido ativo ou passivo em períodos futuros na medida em que novas informações estejam disponíveis.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



As principais premissas relativas a fontes de incerteza nas estimativas futuras e outras importantes fontes de incerteza em estimativas na data de reporte, envolvendo risco de causar um ajuste significativo no valor contábil dos ativos e passivos no próximo exercício financeiro, estão apresentadas nas notas explicativas.

A seguir estão apresentadas as notas explicativas que contém informações sobre julgamentos e principais premissas realizadas:

- Nota 6.1 – Perda esperada para crédito de liquidação duvidosa;
- Nota 12.2 – Ativo Financeiro Indenizável (concessão);
- Nota 12.3 – Intangível;
- Nota 20 – Obrigação com benefícios pós-emprego;
- Nota 21 – Provisões para processos judiciais;
- Nota 24.3 – Receita não faturada;
- Nota 27 – Imposto de renda e contribuição social diferidos; e
- Nota 29 – Objetivos e políticas para a gestão do risco financeiro.

3. Alterações na legislação brasileira e assuntos regulatórios

3.1 Reajuste tarifário anual 2024

No dia 16 de abril de 2024 a diretoria da ANEEL, em reunião pública aprovou o reajuste tarifário periódico de 2024 da Companhia, aplicado nas tarifas a partir de 22 de abril de 2024 (Resolução Homologatória nº 3.319/2024) um reajuste de -5,76% composto por (i) reajuste econômico de -7,83%, sendo -5,42% de Parcela A, -2,41% de Parcela B e (ii) componente financeiro de +2,07%. Considerando o componente financeiro considerado no último processo tarifário de +2,95%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de -2,81%, sendo -2,10% e -3,03% para alta e baixa tensão, respectivamente. O índice é composto pelos seguintes itens:

Reajuste tarifário

Encargos setoriais	2,18%
Energia comprada	-8,27%
Encargos de transmissão	0,67%
Parcela A	-5,42%
Parcela B	-2,41%
Reajuste econômico	-7,83%
CVA total	1,76%
Outros itens financeiros	0,31%
Reajuste financeiro	2,07%
Índice de reajuste total	-5,76%
Componentes financeiros do processo anterior	2,95%
Efeito para o consumidor	-2,81%

Dessa forma, as Parcelas A e B da Companhia, após o reajuste tarifário, tiveram os seguintes impactos:

Parcela A

Para o próximo ano regulatório, a Parcela A foi reajustada em -8,64%, representando -5,42% no reajuste econômico.

Parcela B

Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em -6,47%, representando uma participação de

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



-2,41% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IGP-M de -4,26% no período de 12 meses findos em março de 2024; e
- Fator X de +2,209%, composto por:
 - Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de +0,739%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia;
 - Componente X-Q (qualidade do serviço) de +0,031%; e
 - Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de +1,439%.

Componentes Financeiros

Os componentes financeiros aplicados a este reajuste tarifário totalizam um montante positivo de R\$ 175.000, dentre os quais destacam-se: R\$ 148.000 positivos, referente aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A ("CVA") e previsão de risco hidrológico positivo de R\$ 178.000; sendo estes valores parcialmente compensados pela reversão do risco hidrológico negativo em R\$ 196.000 e neutralidade dos encargos setoriais negativos de R\$ 40.000.

Bandeira tarifária

Por meio da Resolução Homologatória nº 3.306/2024 a ANEEL estabeleceu novos valores para os patamares de acionamento das bandeiras tarifárias, vigentes a partir de 1º de abril de 2024, sendo:

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo.
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,885 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.
- Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração. As tarifas dos dois patamares ficaram assim: R\$ 4,463 (patamar 1) e R\$ 7,877 (patamar 2) para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos.

Durante o ano de 2024, a ANEEL autorizou o acionamento das bandeiras tarifárias em alguns momentos, o que gerou variações nas tarifas de energia elétrica da Companhia. De janeiro a junho, a bandeira tarifária foi verde, indicando condições favoráveis de geração de energia elétrica. Em julho, com o agravamento dos níveis dos reservatórios à bandeira amarela foi acionada, elevando às tarifas de energia em R\$ 1,885 para cada 100 kWh consumidos. Porém, em agosto, as previsões hídricas melhoraram voltando a bandeira ser verde. Já o mês de setembro foi marcado por previsões hídricas críticas ocasionado o acionamento da bandeira vermelha patamar 1, com um custo adicional de R\$ 4,463 para cada 100 kWh consumidos. Às previsões hídricas e de clima pioraram em outubro o que se configurou no acionamento da bandeira vermelha patamar 2, elevando às tarifas de energia em R\$ 7,877 para cada 100 kWh consumidos. Em novembro as condições dos reservatórios apresentaram uma melhora significativa, mas ainda sendo preciso ser acionada a bandeira amarela. Já em dezembro os reservatórios voltaram aos patamares considerados suficientes para geração hídrica e assim a bandeira tarifária acionada foi a verde.

4. Caixa e equivalentes de caixa

	31.12.2024	31.12.2023
Caixa e contas correntes bancárias	29.257	49.427
Aplicações financeiras		
CDB (Aplicações diretas)	37.028	47.203
Operações compromissadas	147.839	35
Total	214.124	96.665

Caixa e equivalentes de caixa, incluem caixa, contas bancárias e aplicações financeiras com liquidez imediata e estão demonstradas pelo custo acrescido dos juros auferidos por apresentarem risco insignificante de variação no seu valor de mercado.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



As aplicações financeiras, representadas principalmente por compromissadas e CDBs, que possuem conversibilidade imediata, insignificante risco de mudança de valor, montante conhecido de caixa no momento do resgate e expectativa de realização em até 90 dias são registradas como equivalentes de caixa. No exercício findo em 31 de dezembro de 2024, os certificados de depósitos bancários e operações compromissadas foram remunerados em média a 99,25% e 92,33% do CDI, respectivamente (100,23% e 90,79% do CDI, para os certificados de depósitos bancários e operações compromissadas em 31 de dezembro de 2023).

De acordo com o modelo de negócios da Companhia, os saldos de caixa e equivalentes de caixa são classificados como custo amortizado pois tem como objetivo coletar os fluxos de caixa de principal e juros. Tais ativos são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e ajustados posteriormente pelas amortizações do principal, juros e correção monetária, em contrapartida ao resultado, calculados com base no método de taxa de juros efetiva, conforme definido na data da sua contratação e atualização da taxa CDI mensal.

5. Títulos e valores mobiliários

Os títulos classificados como valor justo por meio do resultado referem-se principalmente a investimento em Fundos de Investimento e Títulos Públicos. Estes investimentos financeiros possuem prazos de vencimento superiores a três meses e, em sua maioria, são representados no ativo circulante em função da expectativa de realização ou vencimento no curto prazo.

	Nota	31.12.2024	31.12.2023
Fundos de investimentos não exclusivos	5.1	-	97.570
		-	97.570
Fundos de investimentos exclusivos	5.2		
Operações compromissadas		47	-
Títulos públicos		143	343
LF - Letra Financeira		285	11
		475	354
Total		475	97.924

5.1 Fundos de investimentos exclusivos: O saldo refere-se a fundo exclusivo das empresas do Grupo Enel, no qual a Companhia é uma das cotistas e apresenta 0,06% de representatividade sobre o total do fundo em 31 de dezembro de 2024 (0,23% em 31 de dezembro de 2023).

5.2 Fundos de investimento não exclusivos: Estes fundos de investimento não exclusivo, são administrados por Asset de primeira linha. Esses fundos são classificados como renda fixa, possuem alta liquidez e buscam retorno compatível com o benchmark que é a taxa CDI.

Nenhum desses fundos está vencido nem apresenta problemas de recuperação ou redução ao valor recuperável no encerramento do exercício findo em 31 de dezembro de 2024. As aplicações em fundos de investimento foram remuneradas no exercício findo em 31 de dezembro de 2024, em média, a 100,25% do CDI (93,06% do CDI em 31 de dezembro de 2023).

6. Contas a receber de clientes e outros recebíveis

Incluem valores faturados e não faturados referentes aos serviços de distribuição de energia elétrica, valores a receber relativos à energia comercializada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, participação financeira do consumidor e outros serviços cobráveis na fatura de energia elétrica.

A Companhia classifica os saldos de contas a receber de clientes e outros recebíveis como instrumentos financeiros mensurados ao custo amortizado, pois o modelo de negócios da Companhia tem o objetivo de coletar os fluxos de caixa de principal e juros, não contemplando componentes de financiamento significativos.

Os recebíveis da Companhia são faturados nos termos das Resoluções Normativas nº 414/2010 e 506/2012 da ANEEL, exceto a venda de energia elétrica no mercado de curto prazo que segue a Resolução Normativa

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



nº 109/2004 (Convenção de Comercialização de Energia Elétrica). Esses recebíveis são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e são ajustados posteriormente pelas amortizações do principal, atualizações financeiras, quando aplicáveis, e podem ser reduzidos por ajuste de redução ao valor recuperável.

Parcelamento de débitos: A Companhia mantém a adoção de medidas que visam atenuar a ocorrência de inadimplência, estas medidas incluem, dentre outras, a facilitação do parcelamento das faturas de energia, que podem ser parceladas através de entrada de 10% mais 7 parcelas.

Uso de estimativas e julgamentos:

Receita não faturada (RNF): O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / nº de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses vide nota explicativa nº 24.

Reconhecimento de perda: As baixas de recebíveis para perda são efetuadas após esgotadas todas as ações de cobrança administrativa, em que se aplica o percentual de perda de 100% após o período de 5 anos para todas as classes). Cabe ressaltar que para fins fiscais, o reconhecimento de perda permanece inalterado, obedecendo os prazos e valores definidos pelo artigo 9º da Lei nº 9.430/1996, com alterações introduzidas pelo artigo 8º da Lei nº 13.097/2015.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



A composição do saldo de consumidores e outras contas a receber é como segue:

	A vencer	Vencidos					Total	PECLD	31.12.2024
		até 60 dias	de 61 a 90 dias	de 91 a 180 dias	de 181 a 360 dias	mais de 360 dias			
Classe de consumidores									
Residencial	260.086	209.393	23.161	59.337	114.306	547.646	1.213.929	(542.531)	671.398
Industrial	9.078	8.307	366	1.255	2.111	15.425	36.542	(9.873)	26.669
Comercial	56.365	27.051	2.608	5.342	10.879	64.671	166.916	(44.517)	122.399
Rural	68.028	28.094	3.447	6.033	16.283	98.190	220.075	(61.121)	158.954
Poder público	26.519	27.698	4.621	9.480	14.863	45.799	128.980	(26.520)	102.460
Iluminação pública	29.893	9.642	1.031	18.827	1.717	76.859	137.969	(51.944)	86.025
Serviço público	10.800	6.300	1.071	3.762	3.605	23.207	48.745	(24.737)	24.008
Fornecimento faturado	460.769	316.485	36.305	104.036	163.764	871.797	1.953.156	(761.243)	1.191.913
Receita não faturada	558.507	-	-	-	-	-	558.507	(330)	558.177
Parcelamento de débitos	117.356	7.963	6.813	16.552	125.668	45.102	319.454	(75.708)	243.746
Compartilhamento - uso mútuo	14.976	1.182	1.255	6.196	15.020	65.227	103.856	(54.087)	49.769
Agente de cobrança da iluminação pública	-	-	-	-	-	5.123	5.123	-	5.123
Total	1.151.608	325.630	44.373	126.784	304.452	987.249	2.940.096	(891.368)	2.048.728

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



	A vencer	Vencidos					Total	PECLD	31.12.2023
		até 60 dias	de 61 a 90 dias	de 91 a 180 dias	de 181 a 360 dias	mais de 360 dias			
Classe de consumidores									
Residencial	182.335	150.780	16.230	35.875	64.602	337.214	787.036	(497.959)	289.077
Industrial	82.786	103.035	12.217	24.386	31.506	82.250	336.180	(9.819)	326.361
Comercial	16.177	9.726	504	2.092	2.432	-	30.931	(17.422)	13.509
Rural	129.943	62.089	6.079	11.502	20.935	174.935	405.483	(67.978)	337.505
Poder público	40.332	21.129	2.236	7.395	10.172	54.022	135.286	(22.935)	112.351
Iluminação pública	27.615	17.675	4.418	5.523	9.675	15.266	80.172	(51.942)	28.230
Serviço público	25.850	18.151	2.552	5.811	13.253	83.929	149.546	(20.698)	128.848
Fornecimento faturado	505.038	382.585	44.236	92.584	152.575	747.616	1.924.634	(688.753)	1.235.881
Receita não faturada	531.563	-	-	-	-	-	531.563	(8.999)	522.564
Parcelamento de débitos	5.355	9.132	6.914	21.046	50.692	212.609	305.748	(50.713)	255.035
Compartilhamento - uso mútuo	14.500	5.578	1.554	8.416	17.601	54.074	101.723	(56.613)	45.110
Agente de cobrança da iluminação pública	-	-	-	-	-	18.124	18.124	(6.470)	11.654
Câmara de comercialização de energia elétrica - CCEE	-	-	-	-	-	15.289	15.289	(15.289)	-
Total	1.056.456	397.295	52.704	122.046	220.868	1.047.712	2.897.081	(826.837)	2.070.244

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



6.1 Perda esperada para créditos de liquidação duvidosa – PECLD

Uso de estimativas:

As perdas esperadas foram mensuradas com base nas perdas de crédito esperadas para todo período útil do ativo financeiro, ou seja, perdas de crédito que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro. As perdas estimadas foram calculadas com base na experiência real de perda de crédito nos últimos cinco anos, bem como, a expectativa de perda futura utilizando como base probabilidade de perda determinada individualmente e coletivamente, os modelos utilizados atendem à abordagem geral (aplicada no cálculo da PECLD coletiva) e simplificada (aplicada no cálculo da PECLD individual) estabelecida pelo CPC 48, como a seguir:

- Individualmente, a Companhia determina a perda esperada para crédito de liquidação duvidosa para cada cliente, este modelo permite adoção de premissas específicas, como por exemplo, aplicação de garantias e determinação e mudança de risco de crédito individual, bem como análise dos processos judiciais e clientes relevantes com avaliação da probabilidade de perda e respectiva perda esperada.
- Coletivamente, a Companhia utiliza uma matriz de provisões para determinação da perda esperada para crédito de liquidação duvidosa, essa matriz é utilizada principalmente onde há uma quantidade relevante de clientes. Adicionalmente, a perda esperada é calculada separadamente para cada classe de consumo conforme informado anteriormente.

Em ambos os modelos, o Grupo determina percentuais de perdas esperadas de crédito (*“Expected Credit Losses – ECL”*) desde o reconhecimento inicial do ativo financeiro. Estes percentuais são determinados através da expectativa de perda e resultados possíveis, ou seja, a Probabilidade de Inadimplência (*“Probability of Default – PD”*) e o percentual de perda realizada em decorrência da inadimplência (*“Loss given default – LGD”*), os percentuais de perda esperada de crédito, ora aplicados, aumentam à medida que os ativos financeiros envelhecem.

A quantidade de perdas de crédito esperadas é sensível a mudanças nas circunstâncias e nas condições econômicas previstas. A experiência histórica de perda e crédito da Companhia e a previsão das condições econômicas também podem não representar o padrão real do cliente no futuro.

A movimentação da perda esperada para créditos de liquidação duvidosa é a seguinte:

	Contas a receber de clientes	Outros ativos	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2022	(695.913)	(7.694)	(703.607)
Provisões	(197.791)	-	(197.791)
Perda	66.867	-	66.867
Saldo em 31 de dezembro de 2023	(826.837)	(7.694)	(834.531)
Provisões	(182.306)	(12.673)	(194.979)
Perda	117.775	-	117.775
Saldo em 31 de dezembro de 2024	(891.368)	(20.367)	(911.735)

A Companhia tem frequentemente acompanhado os eventos decorrentes do cenário econômico e regulatório brasileiro e seus reflexos sobre a perda esperada para créditos de liquidação duvidosa (PECLD).

A perda esperada em contas a receber abrange a melhor estimativa da Companhia e é determinada com base nas informações vigentes até a data de divulgação dessas demonstrações financeiras e representa a situação de risco de crédito de seus consumidores. Todos os efeitos são mensurados e aplicados de forma consistente na determinação da perda esperada com créditos de liquidação duvidosa.

A Companhia tem intensificado ações de conscientização e cobrança para aumentar a eficiência e a

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Enel Distribuição Ceará

recuperação de contas de energia em atraso, a saber: (i) campanhas de conscientização relacionadas à importância da manutenção dos pagamentos das contas de energia assíduos; (ii) planos de parcelamentos e campanhas negociais; (iii) intensificação e constante revisão da política de corte; e, (iv) propor aos consumidores de alternativas de métodos de pagamentos, como por exemplo cartão de crédito, PIX e parcerias com meios de pagamentos digitais, inclusive com opções de parcelamentos para as contas de energia vencidas.

A Companhia apresenta a seguir o efeito no resultado da perda esperada com créditos de liquidação duvidosa:

	31.12.2024	31.12.2023
Provisões	(194.979)	(197.791)
Total	(194.979)	(197.791)

Mudança de estimativa contábil

Em 2024 a Companhia implementou duas mudanças no modelo de cálculo na PECLD, em virtude das melhorias observadas nos indicadores de performance de recuperação de crédito:

i) Alteração da probabilidade de perda (*Probability of Default* -PD) para a categoria de Receita Não Faturada a fim de refletir o risco de inadimplência associado a esta categoria, o qual difere do risco atribuído às faturas emitidas que vinha sendo aplicado no modelo anterior; e

ii) Extensão dos dados históricos para observação da taxa de recuperação (*recovery rate*) e da probabilidade de inadimplência (*probability of default* - PD), na visão de que a extensão dos dados históricos de 36 meses para 48 meses torna o cálculo da perda advinda da inadimplência ("LGD") mais estável, uma vez que o peso relativo de cada novo intervalo de tempo passa a refletir com maior clareza na recuperação de créditos através da adição de mais um período no cálculo. A ampliação do histórico para 48 meses e possibilidade de observar a performance após 3 anos, permitiu a captura pelo modelo das recuperações de faturas do período da pandemia, afetada pela queda da renda da população e pela redução das atividades de cobrança das distribuidoras (principalmente ações de corte), registradas em 2023 e 2024 após a normalização das condições operacionais e econômicas.

Esta atualização na metodologia reflete o comportamento observado nos últimos anos e expectativa da Companhia de forma prospectiva. Não constitui uma correção de erro, mas sim um aprimoramento das estimativas baseado em maior experiência, dados mais robustos e técnicas estatísticas avançadas, mantendo a integridade e a substância das informações financeiras anteriormente apresentadas.

Esta melhoria está alinhada ao estabelecido no CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, e o efeito de mudança na estimativa contábil foi reconhecido de forma prospectiva a partir de outubro de 2024. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2024, o impacto das alterações dos itens i e ii, foi uma redução da PECLD de aproximadamente R\$ 73.473.

7. Créditos a receber – subvenção e outros

Representa o valor a ser repassado para a Companhia, para cobertura de descontos incidentes sobre as tarifas de energia de classes específicas de consumidores. Os recursos são oriundos da Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE"), e são homologados pela ANEEL no processo de reajuste anual das distribuidoras.

Subvenções governamentais são reconhecidas quando houver certeza de que o benefício será recebido e que todas as correspondentes condições serão satisfeitas. Quando o benefício se refere a um item de despesa, é reconhecido como receita ao longo do período do benefício, de forma sistemática em relação aos custos cujo benefício objetiva compensar.

As subvenções que visam compensar a Companhia nos subsídios incidentes nas tarifas de energia de classes específicas de consumidores, incluindo subsídios de baixa renda, são reconhecidas no resultado como "outras

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Enel Distribuição Ceará

receitas" denominadas como Subvenção CDE em uma base sistemática durante os períodos em que o faturamento ocorre, quando se torna recebível, vide quadro abaixo:

	Nota	31.12.2024	31.12.2023
Baixa renda - subsídio CDE		83.265	37.346
Subsídio CDE mensal - ciclo corrente	7.1	21.445	-
CDE a devolver - diferença ciclo anterior		10.561	1.829
CDE a devolver - diferença ciclo corrente	7.2	126.429	(4.713)
Bônus - redução voluntária de consumo		3.451	3.449
Total		245.151	37.911

- 7.1** Em dezembro de 2023, a Companhia antecipou integralmente os valores a receber referentes ao subsídio CDE (mensal) do ciclo corrente por meio de uma cessão de recebíveis sem direito de regresso. Isso significa que, no fechamento do exercício de 2023, não havia saldo pendente a receber, pois todos os direitos foram transferidos à instituição financeira no momento da transação. Já em dezembro de 2024, essa operação de antecipação não foi realizada. Como resultado, os valores do subsídio CDE referentes ao mês permaneceram como saldo a receber, com previsão de recebimento em janeiro de 2025.
- 7.2** Aumento dos valores de previsão de ajuste CDE ciclo corrente pelo maior descasamento entre os descontos concedidos de subsídio apurado conforme o comportamento de mercado e o valor de repasse recebido mensal.

8. Ativos e passivos financeiros setoriais

O reconhecimento dos ativos e passivos financeiros setoriais tem a finalidade de neutralizar os impactos econômicos no resultado da Companhia, em função da diferença entre os itens não gerenciáveis, denominados de "Parcela A" ou outros componentes financeiros, e os efetivamente contemplados na tarifa, a cada reajuste/revisão tarifária.

Essas diferenças entre o custo real e o custo considerado nos reajustes tarifários geram um direito à medida que o custo realizado for maior que o contemplado na tarifa, ou uma obrigação, quando os custos são inferiores aos contemplados na tarifa. As diferenças são consideradas pela ANEEL no reajuste tarifário subsequente, e passam a compor o índice de reajuste tarifário da Companhia.

A Companhia classifica os saldos de ativo e passivo financeiro setorial como instrumentos financeiros "custo amortizado", pois o modelo de negócios da Companhia tem o objetivo de coletar os fluxos de caixa de principal e juros, não contemplando componentes de financiamento significativos. O saldo é composto: (i) pelo ciclo anterior (em amortização), que representa o saldo homologado pela ANEEL já contemplado na tarifa e (ii) pelo ciclo em constituição, que são as diferenças que serão homologadas pela ANEEL no próximo evento tarifário.

Redução ao valor recuperável: os saldos relacionados ao ativo financeiro setorial estão sujeitos à análise de perdas esperadas conforme CPC 48/ IFRS 9 Instrumentos financeiros.

A Companhia avaliou o impacto e concluiu como baixo o risco de não recebimento, com base no histórico de inadimplência e a potencial perda associada, considerando que tais ativos serão realizados por meio do incremento da tarifa do próximo ciclo tarifário e ainda pela garantia de indenização do saldo, conforme mencionado anteriormente. Dessa forma, nenhuma perda esperada foi registrada nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
Em 31 de dezembro de 2024
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



A composição, movimentação dos saldos, composição por ciclo tarifário e segregação entre curto e longo prazo estão demonstradas da seguinte forma:

	Nota	31.12.2023	Adição	Amortização	Recebimento CDE Eletrobrás	Recebimento bandeiras tarifárias	Remuneração	Transferências	31.12.2024	Valores em amortização	Valores em constituição	Passivo circulante	Passivo não circulante
Compensação de variação de valores de itens da parcela A - CVA													
Aquisição de energia - CVA energia	8.1	31.059	(37.041)	29.079	-	(92.051)	(20.028)	-	(88.982)	(16.614)	(72.368)	(66.777)	(22.205)
Programa de Incentivo as Fontes Alternativas - PROINFA		(1.547)	(4.194)	4.924	-	-	(357)	-	(1.174)	(1.174)	-	(1.174)	-
Transporte de energia pela rede básica		93.935	38.864	(85.436)	-	-	8.707	-	56.070	23.570	32.500	46.098	9.972
Encargos do Serviço do Sistema - ESS/ERR		48.858	79.807	(23.763)	-	(56.614)	8.186	-	56.474	31.106	25.368	48.690	7.784
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		21.122	(61.070)	(23.944)	-	-	2.131	-	(61.761)	5.232	(66.993)	(41.204)	(20.557)
		193.427	16.366	(99.140)	-	(148.665)	(1.361)	-	(39.373)	42.120	(81.493)	(14.367)	(25.006)
Demais passivos financeiros setoriais													
Neutralidade da parcela A		(7.439)	(46.545)	24.731	-	-	(3.266)	-	(32.519)	(9.965)	(22.554)	(25.598)	(6.921)
Sobrecontratação de energia	8.2	41.028	(36.629)	(6.569)	-	-	(4.803)	-	(6.973)	(4.314)	(2.659)	(6.157)	(816)
Diferimento - devoluções tarifárias		(165.598)	(50.098)	34.175	-	-	(4.784)	-	(186.305)	(37.023)	(149.282)	(37.023)	(149.282)
Bandeiras tarifárias não homologadas		-	(55.696)	-	-	-	-	(3.018)	(58.714)	-	(58.714)	(58.714)	-
Risco hidrológico		(177.981)	(173.042)	181.307	-	-	(8.529)	-	(178.245)	(49.092)	(129.153)	(138.614)	(39.631)
Bandeira escassez hídrica	8.3	42.356	-	(42.356)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros		(5.907)	19.815	104.538	(41.777)	-	(603)	3.018	79.084	75.006	4.078	77.832	1.252
		(273.541)	(342.195)	295.826	(41.777)	-	(21.985)	-	(383.672)	(25.388)	(358.284)	(188.274)	(195.398)
Total		(80.114)	(325.829)	196.686	(41.777)	(148.665)	(23.346)	-	(423.045)	16.732	(439.777)	(202.641)	(220.404)

- 8.1 Aquisição de Energia – (CVA Energia):** o aumento do diferimento passivo, está relacionado a variação do custo médio de aquisição de energia em relação a cobertura tarifária. No exercício findo em 31 de dezembro de 2023, o custo médio dos contratos foi de R\$ 263,12 e cobertura tarifária de R\$ 262,89, contra custo médio dos contratos R\$ 211,78 no exercício findo em 31 de dezembro de 2024, e cobertura tarifária de R\$ 230,81 (valor das tarifas em reais).
- 8.2 Sobrecontratação de Energia:** a variação está relacionada comercialização no mercado de curto prazo, sendo compra de 98 Mwh (PLD médio R\$ 70,79 reais x cobertura tarifária de R\$ 262,89) no exercício findo em 31 de dezembro de 2023, em comparação com uma venda de -220 Mwh (PLD médio R\$ 117,34 x cobertura tarifária R\$ 230,81) no exercício findo em 31 de dezembro de 2024 (valor das tarifas em reais).
- 8.3 Bandeira escassez hídrica (Financeiro de bandeira escassez hídrica):** Conforme definido na Resolução nº 3/2021, da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidro energética (CREG), no processo tarifário ocorrido em março de 2023, foi considerado um financeiro negativo para retirar o efeito dos custos ainda não cobertos pelas bandeiras. O referido financeiro negativo, dividido em componentes de energia e ESS, foi contemplado no processo tarifário subsequente, devidamente atualizado pela taxa Selic e amortizado 100% do seu valor ao longo do período de abril de 2023 a março de 2024, sendo que no primeiro trimestre de 2024 foram amortizadas as 3 últimas parcelas do processo no montante de R\$ 42.356.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
Em 31 de dezembro de 2024
(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



	31.12.2022	Adição	Amortização	Recebimento CDE Eletrobrás	Recebimento bandeiras tarifárias	Remuneração	Reclassificações	31.12.2023	Valores em amortização	Valores em constituição	Ativo circulante	Passivo não circulante
<u>Compensação de variação de valores de itens da parcela A - CVA</u>												
Aquisição de energia - CVA energia	71.749	22.683	(72.164)	-	3.347	5.444	-	31.059	8.430	22.629	24.073	6.986
Programa de Incentivo as Fontes Alternativas - PROINFA	6.398	(7.677)	283	-	-	(551)	-	(1.547)	(1.547)	-	(1.547)	-
Transporte de energia pela rede básica	59.602	86.234	(61.956)	-	-	10.055	-	93.935	16.355	77.580	69.983	23.952
Encargos do Serviço do Sistema - ESS/ERR	(93.852)	115.760	79.706	-	(37.478)	(15.278)	-	48.858	(40.022)	88.880	21.416	27.442
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	35.209	20.420	(38.782)	-	-	4.275	-	21.122	9.697	11.425	17.594	3.528
	79.106	237.420	(92.913)	-	(34.131)	3.945	-	193.427	(7.087)	200.514	131.519	61.908
<u>Demais passivos financeiros setoriais</u>												
Neutralidade da parcela A	16.798	(14.089)	(11.122)	-	-	974	-	(7.439)	5.165	(12.604)	(3.548)	(3.891)
Sobrecontratação de energia	93.299	(21.757)	(46.556)	-	-	16.042	-	41.028	19.510	21.518	34.384	6.644
Diferimento - devoluções tarifárias	(143.484)	(46.258)	33.035	-	-	(8.891)	-	(165.598)	(34.175)	(131.423)	(34.175)	(131.423)
Risco hidrológico	(137.747)	(169.603)	138.384	-	-	(9.015)	-	(177.981)	(34.032)	(143.949)	(133.538)	(44.443)
Bandeira escassez hídrica	220.177	90.811	(127.069)	-	-	14.185	(155.748)	42.356	-	42.356	-	42.356
Outros	(284.257)	65.421	84.204	19.969	-	(46.992)	155.748	(5.907)	32.764	(38.671)	34.342	(40.249)
	(235.214)	(95.475)	70.876	19.969	-	(33.697)	-	(273.541)	(10.768)	(262.773)	(102.535)	(171.006)
Total	(156.108)	141.945	(22.037)	19.969	(34.131)	(29.752)	-	(80.114)	(17.855)	(62.259)	28.984	(109.098)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

**9. Imposto de renda, contribuição social e outros tributos compensáveis**

Em 31 de dezembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023, os montantes de imposto de renda e contribuição social a pagar e compensar estão apresentados de forma líquida entre ativo e passivo, portanto, em 31 de dezembro de 2024, não há saldo de imposto de renda e contribuição social a pagar, já que o saldo líquido é a compensar, conforme quadro a seguir:

	Nota	31.12.2024	31.12.2023
<u>Imposto de renda e contribuição social compensáveis</u>			
Imposto de renda	9.1	137.138	22.634
Contribuição social		104.098	5.337
Imposto de renda retido na fonte - IRRF		8.599	6.045
		249.835	34.016
<u>Imposto de renda e contribuição social a pagar</u>			
Imposto de renda		(59.154)	(7.411)
Contribuição social		(33.863)	(2.614)
		(93.017)	(10.025)
Total		156.818	23.991

A composição de outros tributos compensáveis, está demonstrada a seguir:

		31.12.2024		31.12.2023	
	Nota	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
ICMS		11.039	-	29.113	-
Lei complementar nº 102/00		94.912	108.870	89.406	112.608
Pis e Cofins		15.865	-	22.013	-
Pis e Cofins (ICMS)	9.2	127.967	-	396.206	-
Outros tributos		1.728	-	1.547	-
Total		251.511	108.870	538.285	112.608

9.1 Sobre o saldo de R\$ 137.138, está contemplado o montante de R\$ 108.010, referente ao imposto a compensar no montante de saldo negativo referente a reapuração do ano de 2022 e 1º e 2º trimestres do ano de 2023, conforme detalhado na nota explicativa nº 27.1

9.2 Por entender que os montantes a serem recebidos como créditos fiscais deverão ser repassados aos consumidores nos termos das normas regulatórias da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a Companhia adotará os procedimentos de recuperação do crédito tributário de acordo com as previsões legais (nota explicativa nº. 19).

10. Benefício fiscal**Ágio de incorporação da controladora**

O ágio oriundo da operação de incorporação de sua antiga controladora Distriluz Energia Elétrica S.A. está fundamentado nos resultados futuros durante o prazo de concessão e vem sendo amortizado no prazo compreendido entre a data da incorporação (27 de setembro de 1999) até 31 de dezembro de 2027, em proporções mensais à sua rentabilidade projetada.

Conforme instrução normativa CVM nº 319, de 3 de dezembro de 1999 a Companhia registrou uma provisão

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



sobre o ágio a amortizar considerando o montante que não constitui benefício fiscal. O valor representativo do benefício fiscal ficou registrado em contrapartida da reserva de ágio (reserva de capital) e para recompor o resultado de cada período, está sendo feita a reversão da provisão na mesma proporção da amortização da parcela do ágio do respectivo período.

	31.12.2024	31.12.2023
Ágio da incorporação	775.960	775.960
Amortização acumulada	(748.858)	(738.196)
Provisão sobre o ágio	(429.365)	(429.365)
Reversão da provisão sobre o ágio	411.393	404.356
Total	9.130	12.755

Os ativos fiscais diferidos decorrentes da incorporação são realizados mensalmente. Vale ressaltar que tais realizações não impactam o resultado da Companhia, visto que a amortização, a reversão da provisão e o benefício fiscal ocorrem no mesmo momento. Somente há impacto de caixa devido à redução no pagamento do imposto de renda e contribuição social.

A seguir é apresentado o cronograma de realização do benefício fiscal:

2025	2026	2027
3.316	3.036	2.778

11. Cauções e depósitos

A Companhia possui saldos de caução e depósitos de garantias de dívidas com o Banco do Nordeste do Brasil (BNB), conforme apresentado a seguir:

Instituição	Tipo de aplicação	31.12.2024	31.12.2023
BNB	CDB	21.813	19.715
Total		21.813	19.715

12. Contrato de concessão público - privados

Os ativos da infraestrutura relacionados ao contrato de concessão estão segregados entre ativo contratual (infraestrutura em construção), ativo financeiro indenizável e ativo intangível. Esta segregação ocorre para distinguir o compromisso de remuneração garantido pelo poder concedente e o compromisso de remuneração pelos consumidores pelo uso da infraestrutura do serviço público.

A concessão de distribuição da Companhia não é onerosa. Dessa forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao poder concedente.

Segundo o Contrato de Concessão, a Companhia passa por processos de Revisão Tarifária a cada quatro anos, e de Reajuste Tarifário anualmente. A última Revisão Tarifária da Companhia ocorreu em 22 de abril de 2023, e o Reajuste Tarifário ocorreu em 22 de abril de 2024 (vide nota explicativa nº 4.1).

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	Nota	31.12.2024	31.12.2023
Ativo contratual da concessão	12.1	1.514.389	1.272.658
Ativo financeiro indenizável (concessão)	12.2	7.228.279	6.113.012
Intangível	12.3	2.094.432	2.277.008
Total		10.837.100	9.662.678

Bens vinculados à concessão

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na produção, transmissão, distribuição e venda de energia elétrica são vinculados a esses serviços, não podendo estes ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Poder Concedente.

12.1 Ativo contratual (infraestrutura em construção)

O ativo contratual (infraestrutura em construção) é reconhecido inicialmente pelo valor justo na data de sua aquisição ou construção, o qual inclui custos de empréstimos capitalizados, e subsequentemente pelo custo amortizado, ou seja, o valor inicialmente reconhecido mais os juros cumulativos sobre esse valor, calculados utilizando o método dos juros efetivos menos as amortizações, de acordo com o ICPC 01 (R1) – Contratos de Concessão.

A Companhia agrega, mensalmente, os juros incorridos sobre empréstimos, financiamentos e debêntures ao custo de construção da infraestrutura, considerando os seguintes critérios para capitalização: (a) os juros são capitalizados durante a fase de construção da infraestrutura; (b) os juros são capitalizados considerando a taxa média ponderada dos empréstimos vigentes na data da capitalização; (c) os juros totais capitalizados mensalmente não excedem o valor do total das despesas mensais de juros; e (d) os juros capitalizados são amortizados considerando os mesmos critérios e vida útil determinados para o ativo intangível aos quais foram incorporados. Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 8,06% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2024 (6,40% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2023), sobre o ativo contratual (infraestrutura em construção) qualificável.

A composição do ativo contratual (infraestrutura em construção) é como segue:

	Custo	Obrigações especiais	31.12.2024	31.12.2023
<u>Em curso</u>				
Direito de uso da concessão	1.452.981	(96.274)	1.356.707	1.121.039
Software	157.682	-	157.682	151.619
Total	1.610.663	(96.274)	1.514.389	1.272.658

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



A movimentação do ativo contratual (infraestrutura em construção) é como segue:

	Custo	(-) Obrigações especiais	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2022	1.413.494	(96.274)	1.317.220
Adições	1.266.762	-	1.266.762
Capitalização de juros de empréstimos	61	-	61
Transferências para o ativo intangível	(498.896)	-	(498.896)
Transferências para o ativo financeiro	(812.489)	-	(812.489)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	1.368.932	(96.274)	1.272.658
Adições	1.497.096	-	1.497.096
Capitalização de juros de empréstimos	20	-	20
Transferências para o ativo intangível	(442.841)	-	(442.841)
Transferências para o ativo financeiro	(809.221)	-	(809.221)
Transferências para o ativo imobilizado	(3.323)	-	(3.323)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	1.610.663	(96.274)	1.514.389

12.2 Ativo financeiro da concessão

O ativo financeiro indenizável da concessão corresponde à parcela estimada dos investimentos realizados na infraestrutura do serviço público que não será totalmente amortizada até o final da concessão. A Companhia possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente, a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público.

A Companhia classifica os saldos do ativo financeiro da concessão como instrumentos financeiros na categoria de “valor justo por meio de resultado”, pois o fluxo de caixa não é caracterizado apenas como principal e juros. O modelo de negócio da Companhia para este ativo é recuperar o investimento realizado, cuja valorização é baseada no valor novo de reposição (VNR), acrescido de correção monetária pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), de acordo com a Base de Remuneração Regulatória (BRR).

Uso de estimativas:

A Revisão Tarifária da Companhia ocorre a cada 4 anos e, somente nessa data, a Base de Remuneração é homologada pela ANEEL por meio do novo valor de reposição - “VNR” depreciado. Entre os períodos de Revisão Tarifária, a Administração, utilizando o critério determinado pela ANEEL, aplica o IPCA como fator de atualização da Base de Remuneração. O ativo financeiro da concessão é mensurado em função da referida base de remuneração e leva em consideração as alterações no fluxo de caixa estimado, tomando por base principalmente os fatores como novo preço de reposição e atualização pelo IPCA. Cabe lembrar que o critério definido pela ANEEL atribui valor à infraestrutura do concessionário, sendo o valor do ativo financeiro uma representação da parcela dessa infraestrutura que não estará amortizado ao final do prazo da concessão. Portanto, esse ativo financeiro é intrinsecamente vinculado à infraestrutura, por sua vez, tem seus critérios de avaliação definidos pela ANEEL. Esses critérios podem ser modificados pela ANEEL.

A Administração da Companhia considera bastante reduzido o risco de crédito do ativo financeiro da concessão, visto que o contrato firmado assegura o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão, a ser pago pelo Poder Concedente.

A movimentação dos saldos referentes ao ativo indenizável da concessão está assim apresentada:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



	Nota	31.12.2024	31.12.2023
Saldo inicial		6.113.012	4.939.453
Transferências do ativo contratual		809.221	812.489
Atualização financeira - revisão tarifária	12.2.1	-	158.534
Reclassificação para ativo intangível - revisão tarifária	12.2.2	-	(40.286)
Atualização financeira		306.046	242.822
Saldo final		7.228.279	6.113.012

12.2.1 O valor de R\$ 158.534 foi reconhecido para ajustar a nova Base de Remuneração Regulatória homologada pela ANEEL, de acordo com a revisão tarifária ocorrida em 18 de abril de 2023. A contrapartida, foi reconhecida como atualização do ativo financeiro da concessão, no resultado do exercício (vide nova explicativa nº 24).

12.2.2 O valor de R\$ 40.286 foi reclassificado para o ativo intangível, para ajustar a nova Base de Remuneração Regulatória homologada pela ANEEL, de acordo com a revisão tarifária ocorrida em 18 de abril de 2023.

A concessão de distribuição da Companhia não é onerosa. Dessa forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao poder concedente.

12.3 Intangível da concessão

O ativo intangível que corresponde ao direito de exploração de concessões da infraestrutura, conforme aplicação do ICPC 01 e IFRIC 12 - Contratos de Concessão, corresponde ao direito que os concessionários possuem de cobrar os usuários pelo uso da infraestrutura da concessão e são amortizados de forma linear pelo prazo correspondente ao direito de cobrar os consumidores pelo uso do ativo da concessão que o gerou (vida útil regulatória dos ativos) ou pelo prazo do contrato da concessão, dos dois, o menor.

A amortização do ativo intangível reflete o padrão em que se espera que os benefícios econômicos futuros do ativo sejam consumidos pela Companhia. O padrão de consumo dos ativos tem relação com sua vida útil regulatória nas quais os ativos construídos pela Companhia integram a base de cálculo para mensuração da tarifa de prestação dos serviços de concessão no caso das distribuidoras. A amortização é calculada usando o método linear para alocar seus custos aos seus valores residuais durante a vida útil regulatória estimada.

Ativos intangíveis com vida definida são amortizados ao longo da vida útil-econômica e avaliados em relação à perda por redução ao valor recuperável sempre que houver indicação de perda de valor econômico do ativo. O período e o método de amortização para um ativo intangível com vida definida são revisados no mínimo no fim de cada exercício social. Mudanças na vida útil estimada ou no consumo esperado dos benefícios econômicos futuros desses ativos são contabilizadas por meio de mudanças no período ou método de amortização, conforme o caso, sendo tratadas como mudanças de estimativas contábeis. A amortização de ativos intangíveis com vida definida é reconhecida na demonstração do resultado na categoria de despesa consistente com a utilização do ativo intangível.

Um ativo intangível é desreconhecido quando da sua venda (ou seja, a data em que o beneficiário obtém o controle do ativo relacionado) ou quando não são esperados benefícios econômicos futuros a partir de sua utilização ou venda. Eventual ganho ou perda resultante do desreconhecimento do ativo (a diferença entre o valor líquido da venda e o valor contábil do ativo) é reconhecido na demonstração do resultado do exercício.

Redução ao valor recuperável

Uso de estimativas:

A Companhia avalia anualmente eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas, que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Caso exista um indicador de perda de valor recuperável, o teste é realizado anualmente no fim de cada exercício social ou sempre que

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



houver indicação de perda de valor econômico do ativo.

O valor recuperável do ativo é definido como sendo o maior entre o valor de uso e o valor justo menos custo para venda.

Para fins de avaliação do valor recuperável dos ativos através do valor em uso, utiliza-se o menor grupo de ativos para o qual existem fluxos de caixa identificáveis separadamente (unidades geradoras de caixa – UGC). O gerenciamento dos negócios considera a Companhia uma rede integrada de distribuição, compondo uma única unidade geradora de caixa.

O cálculo do valor justo menos custos de vendas é baseado em informações disponíveis de transações de venda de ativos similares ou preços de mercado menos custos adicionais para descartar o ativo.

O cálculo do valor em uso é baseado no modelo de fluxo de caixa descontado com base no WACC definido pelo grupo Enel, o qual considera uma taxa de alavancagem padrão para os negócios em que atua de 50%. Os fluxos de caixa derivam do orçamento de curto prazo e das projeções de longo prazo, contidas no plano de negócios da Companhia e não incluem atividades de reorganização com as quais a Companhia ainda não tenha se comprometido. O valor recuperável é sensível à taxa de desconto utilizada no método de fluxo de caixa descontado, bem como os recebimentos de caixa futuros esperados e à taxa de crescimento utilizada para fins de extrapolação.

Em 31 de dezembro de 2024, não foram observados indicativos de que os ativos relevantes da Companhia estivessem registrados por valor superior ao seu valor recuperável líquido.

Premissas de Projeção

As projeções financeiras seguem o modelo tarifário vigente e a dinâmica do mercado da concessão. As receitas consideram o crescimento econômico da região, a expansão da base de clientes e o repasse de custos com compra e transmissão de energia, encargos setoriais, tributos e inflação.

Os custos operacionais são estimados com base nos contratos vigentes, condições de mercado, inflação e eficiência operacional. As despesas administrativas refletem a expansão do mercado e a execução de atividades programadas. Os investimentos buscam garantir a infraestrutura necessária para a qualidade e confiabilidade dos serviços.

O período de projeção vai até 2027. Após 2027, as projeções seguem índices macroeconômicos, incluindo inflação.

A amortização do intangível é reconhecida no resultado e registrada pelo prazo da concessão com base nos benefícios econômicos gerados anualmente.

A composição do saldo de ativos intangíveis é como segue:

	Em serviço 31.12.2024 31.12.2023				
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Total	Total
Direito de uso da concessão	6.111.335	(4.151.854)	(169.604)	1.789.877	1.983.250
Software	746.254	(441.798)	-	304.456	293.654
Bens de renda	464	(365)	-	99	104
Total	6.858.053	(4.594.017)	(169.604)	2.094.432	2.277.008

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



A movimentação do ativo intangível é como segue:

	Em serviço				
	Nota	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2022		6.316.436	(3.762.821)	(259.414)	2.294.201
Baixas		(385.839)	354.359	-	(31.480)
Transferências do ativo contratual		498.896	-	-	498.896
Reclassificações do ativo indenizável	12.2.2	40.286	-	-	40.286
Amortizações		-	(569.525)	44.630	(524.895)
Saldo em 31 de dezembro de 2023		6.469.779	(3.977.987)	(214.784)	2.277.008
Baixas		(54.567)	50.668	-	(3.899)
Transferências do ativo contratual		442.841	-	-	442.841
Amortizações		-	(666.698)	45.180	(621.518)
Saldo em 31 de dezembro de 2024		6.858.053	(4.594.017)	(169.604)	2.094.432

As principais taxas de amortização que refletem a vida útil são as seguintes:

Distribuição	%
Software	20,00%
Condutor de tensão inferior a 69kv	3,57%
Estrutura poste	3,57%
Transformador de distribuição aéreo	4,00%
Transformador de força	2,86%
Conjunto de medição (tp e tc)	4,35%
Painel	3,57%
Regulador de tensão inferior a 69kv	4,35%

13. Imobilizado

Os itens que compõem o ativo imobilizado da Companhia são apresentados ao custo de aquisição ou de construção, líquido de depreciação acumulada e/ou perdas acumuladas por redução ao valor recuperável, se for o caso. Quando partes significativas do ativo imobilizado são substituídas, A Companhia reconhece essas partes como ativo individual com vida útil e depreciação específica. Todos os demais custos de reparos e manutenção são reconhecidos na demonstração do resultado, quando incorridos. O valor residual e a vida útil estimada dos bens são revisados e ajustados, se necessário, na data de encerramento do exercício. A depreciação é calculada de forma linear ao longo da vida útil do ativo a taxas que levam em consideração a vida útil estimada dos bens.

Um item de imobilizado é baixado quando vendido ou quando nenhum benefício econômico futuro for esperado do seu uso ou venda. Eventual ganho ou perda resultante da baixa do ativo (calculado como sendo a diferença entre o valor líquido da venda e o valor contábil do ativo) são incluídos na demonstração do resultado no período em que o ativo for baixado.

Redução ao valor recuperável

Uso de estimativas:

A Companhia avalia anualmente eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas, que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Caso exista um indicador de perda de valor recuperável, o teste é realizado anualmente no fim de cada exercício social ou sempre que

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



houver indicação de perda de valor econômico do ativo.

Em 31 de dezembro de 2024 e 2023, não foram observados indicativos de que os ativos relevantes da Companhia estivessem registrados por valor superior ao seu valor recuperável líquido.

O imobilizado da distribuidora refere-se a bens que não estão vinculados à atividade de distribuição de energia elétrica, bem como aos direitos de uso de ativo arrendado. A seguir é apresentada a movimentação:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	31.12.2023	Adições	Depreciação	Baixas	Transferências	31.12.2024
<u>Imobilizado em serviço</u>						
Edif. Ob. Cíveis e benfeitorias	4.906	-	-	-	-	4.906
Máquinas e equipamentos	29.199	3.990	-	(667)	6.222	38.744
Veículos	860	-	-	-	-	860
Móveis e utensílios	24.913	-	-	(15)	1.917	26.815
	59.878	3.990	-	(682)	8.139	71.325
<u>Depreciação acumulada</u>						
Edif. Ob. Cíveis e benfeitorias	(754)	-	(157)	-	-	(911)
Máquinas e equipamentos	(23.448)	-	(881)	-	-	(24.329)
Veículos	(611)	-	(59)	-	-	(670)
Móveis e utensílios	(11.210)	-	(1.809)	15	-	(13.004)
	(36.023)	-	(2.906)	15	-	(38.914)
<u>Imobilizado em curso</u>						
Edif. Ob. Cíveis e benfeitorias	14.631	32.715	-	-	-	47.346
Máquinas e equipamentos	8.491	12.720	-	-	(6.061)	15.150
Veículos	762	-	-	-	-	762
Móveis e utensílios	7.646	5.874	-	-	(2.078)	11.442
	31.530	51.309	-	-	(8.139)	74.700
Total do imobilizado	55.385	55.299	(2.906)	(667)	-	107.111
<u>Ativo de direito de uso</u>						
Terrenos	854	1.200	(1.421)	-	-	633
Imóveis	26.586	11.748	(4.321)	(552)	-	33.461
Veículos	5.393	49.308	(16.042)	-	-	38.659
	32.833	62.256	(21.784)	(552)	-	72.753
Total	88.218	117.555	(24.690)	(1.219)	-	179.864

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	31.12.2022	Adições	Depreciação	Baixas	Transferências	31.12.2023
<u>Imobilizado em serviço</u>						
Edif. Ob. Cíveis e benfeitorias	5.134	-	-	(228)	-	4.906
Máquinas e equipamentos	41.481	-	-	(14.885)	2.603	29.199
Veículos	860	-	-	-	-	860
Móveis e utensílios	22.636	-	-	(5)	2.282	24.913
	70.111	-	-	(15.118)	4.885	59.878
<u>Depreciação acumulada</u>						
Edif. Ob. Cíveis e benfeitorias	(759)	-	(159)	164	-	(754)
Máquinas e equipamentos	(36.999)	-	(1.382)	14.933	-	(23.448)
Veículos	(546)	-	(65)	-	-	(611)
Móveis e utensílios	(9.580)	-	(1.635)	5	-	(11.210)
	(47.884)	-	(3.241)	15.102	-	(36.023)
<u>Imobilizado em curso</u>						
Edif. Ob. Cíveis e benfeitorias	572	16.130	-	-	(2.071)	14.631
Máquinas e equipamentos	2.792	6.231	-	-	(532)	8.491
Veículos	762	-	-	-	-	762
Móveis e utensílios	5.442	4.486	-	-	(2.282)	7.646
	9.568	26.847	-	-	(4.885)	31.530
Total do imobilizado	31.795	26.847	(3.241)	(16)	-	55.385
<u>Ativo de direito de uso</u>						
Terrenos	184	1.290	(620)	-	-	854
Imóveis	29.396	3.504	(6.314)	-	-	26.586
Veículos	5.967	6.036	(6.610)	-	-	5.393
	35.547	10.830	(13.544)	-	-	32.833
Total	67.342	37.677	(16.785)	(16)	-	88.218

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



A Companhia reavalia as vidas úteis anualmente para garantir que refletem a realidade, diante disso, as principais taxas de depreciação que refletem a vida útil regulatória dos ativos imobilizados anteriormente descritos, de acordo com a Resolução Aneel nº 674 de 11 de agosto de 2015, são as seguintes:

Distribuição	%
Edif. Ob. Cíveis e benfeitorias	3,33%
Veículos	14,29%
Equipamento geral	6,25%
Equipamento geral de informática	16,67%

Os ativos de direito de uso são amortizados em conformidade com vida útil definida em cada contrato. A tabela a seguir demonstra o prazo médio remanescente em 31 de dezembro de 2024:

Ativo de direito de uso	Prazo médio contratual remanescente (anos)
Terrenos	0,50
Imóveis	2,83
Veículos	2,00

14. Fornecedores

A Companhia utiliza o método de custo amortizado para reconhecimento e mensuração dos saldos de fornecedores, conforme indicado na nota explicativa nº 29.

	Nota	31.12.2024	31.12.2023
Compra de energia		357.509	443.410
Compra de energia - partes relacionadas	28	8.008	3.318
Encargo de uso da rede		107.902	106.299
Encargo de uso da rede - partes relacionadas		-	-
		473.419	553.027
Materiais e serviços		712.379	501.994
Materiais e serviços - partes relacionadas	28	81.262	48.240
		793.641	550.234
Total		1.267.060	1.103.261

Alguns fornecedores da Companhia efetuaram operações de antecipação de direito de recebimento com instituições financeiras. No entanto, não houve nenhuma alteração de prazo ou condição de pagamento para a Companhia. Assim, a essência original da transação comercial não foi alterada e continua sendo classificada como atividade operacional, ou seja, permanece como contas a pagar para fornecedores. Em 31 de dezembro de 2024, o montante destas operações é de R\$ 88.378 (R\$ 79.543 em 31 de dezembro de 2023).

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



15. Empréstimos e financiamentos

Os saldos de empréstimos e financiamentos são registrados pelo custo amortizado, utilizando a taxa efetiva de cada captação.

15.1 Os saldos de empréstimos e financiamentos são compostos da seguinte forma:

	Circulante				Não circulante				31.12.2024	Circulante				Não circulante				31.12.2023
	Principal	Encargos	Marcação a Mercado	Total	Principal	Encargos	Marcação a Mercado	Total	Total circulante + não circulante	Principal	Encargos	Total	Principal	Encargos	Tota	Total circulante + não circulante		
Moeda nacional																		
FINEP	45	1	-	46	185	-	-	185	231	45	1	46	229	-	229	275		
BNB II	42.392	146	-	42.538	117.402	-	-	117.402	159.940	42.940	184	43.124	164.699	-	164.699	207.823		
	42.437	147	-	42.584	117.587	-	-	117.587	160.171	42.985	185	43.170	164.928	-	164.928	208.098		
Moeda nacional - partes relacionadas (nota 28)																		
Enel Finance International N.V.	500.000	22.242	-	522.242	-	-	-	-	522.242	-	23.574	23.574	500.000	-	500.000	523.574		
Mútuos Enel BR	1.425.694	78.799	-	1.504.493	556.658	95.376	-	652.034	2.156.527	382.926	28.045	410.971	-	-	-	410.971		
	1.925.694	101.041	-	2.026.735	556.658	95.376	-	652.034	2.678.769	382.926	51.619	434.545	500.000	-	500.000	934.545		
Moeda estrangeira																		
BNP 4131 II - COELCE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	113.666	635	114.301	-	-	-	114.301		
Sumitomo 4131 - COELCE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	242.065	1.086	243.151	-	-	-	243.151		
Citibank 4131 - COELCE	340.576	6.033	-	346.609	-	-	-	-	346.609	-	5.330	5.330	266.271	-	266.271	271.601		
SCOTIABANK 4131 - COELCE V	-	4.134	-	4.134	275.831	-	(2.551)	273.280	277.414	-	3.167	3.167	215.652	3.357	219.009	222.176		
SCOTIABANK 4131 - COELCE VI	150.890	914	(928)	150.876	-	-	-	-	150.876	-	714	714	117.970	622	118.592	119.306		
	491.466	11.081	(928)	501.619	275.831	-	(2.551)	273.280	774.899	355.731	10.932	366.663	599.893	3.979	603.872	970.535		
Total	2.459.597	112.269	(928)	2.570.938	950.076	95.376	(2.551)	1.042.901	3.613.839	781.642	62.736	844.378	1.264.821	3.979	1.268.800	2.113.178		

Todos os recursos obtidos com os financiamentos contratados foram destinados à finalidade contratualmente prevista, ou seja, todos respeitaram os limites de utilização contratualmente previstos.

15.2 As principais características dos contratos de empréstimos e financiamentos estão descritas a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



(a) Empréstimos e financiamentos obtidos durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2024:

Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Data do vencimento	Taxa efetiva a.a. (%)	Tipo de amortização	Pagamento de juros	Finalidade	Garantia
Mútuo Coelce - Enel BR XXI	40.302	10/01/24	09/01/28	CDI + 0,81% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXII	26.196	18/01/24	17/01/28	CDI + 0,50% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXIII	94.713	22/01/24	21/01/28	CDI + 0,50% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXIV	23.175	25/01/24	24/01/28	CDI + 0,50% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXV	151.132	14/03/24	14/03/25	CDI + 0,50% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXVI	20.151	15/03/24	15/03/25	CDI + 0,50% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXVII	141.057	20/03/24	20/03/25	CDI + 0,50% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXVIII	25.189	22/03/24	22/03/25	CDI + 0,50% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXIX	20.151	28/03/24	28/03/25	CDI + 0,50% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXX	372.792	14/05/24	30/03/25	CDI + 0,85% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXXI	110.835	20/05/24	30/03/25	CDI + 0,85% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXXII	120.911	15/10/24	14/01/25	CDI + 0,71% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXXIII	30.226	16/10/24	14/01/25	CDI + 0,71% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXXIV	100.759	21/10/24	20/01/25	CDI + 0,71% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXXV	282.113	24/10/24	22/01/25	CDI + 0,71% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXXVI	20.152	21/11/24	20/02/25	CDI + 0,71% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XXXVII	30.228	23/12/24	24/03/25	CDI + 0,71% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A

(b) Empréstimos e financiamentos obtidos em exercícios anteriores e liquidados no exercício findo em 31 de dezembro de 2024:

Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Data do vencimento	Taxa efetiva a.a. (%)	Tipo de amortização	Pagamento de juros	Finalidade	Garantia
BNP 4131 II - COELCE	135.000	01/04/21	28/03/24	USD + 2,14% a.a.	Bullet	Semestral	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XV	10.654	27/03/23	30/06/24	CDI + 1,1% a.a	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Sumitomo 4131 - COELCE	278.250	15/10/21	15/10/24	USD + 2,13% a.a.	Bullet	Semestral	Capital de giro	N/A

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



(c) Empréstimos e financiamentos obtidos em exercícios anteriores e vigentes no exercício findo em 31 de dezembro de 2024:

Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Data do vencimento	Taxa efetiva a.a. (%)	Tipo de amortização	Pagamento de juros	Finalidade	Garantia
BNB II	340.351	29/03/18	15/04/2028	IPCA + 2,18% a.a.	Mensal	Mensal	Financiamento de projetos de ampliação e modernização	Fiança bancária, conta reserva e cessão Fiduciária
FINEP	663	17/04/20	15/01/30	TJLP + 1 % a.a.	Mensal	Mensal	Financiamento do CAPEX	Fiança bancária
EFI - Credit Agreement	500.000	02/03/21	02/03/25	CDI + 1,18% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
				USD SOFR + 0,91% a.a.	Bullet	Anual	Capital de giro	N/A
CITIBANK 4131 - COELCE	271.700	24/03/22	21/03/25	USD + 5,45% a.a.	Bullet	Anual	Capital de giro	N/A
SCOTIABANK 4131 - COELCE V	230.000	23/09/22	23/09/26	USD + 5,45% a.a.	Bullet	Anual	Capital de giro	N/A
SCOTIABANK 4131 - COELCE VI	130.000	21/11/22	21/11/25	USD + 5,45% a.a.	Bullet	Anual	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XIV	90.507	15/03/23	14/03/27	CDI + 0,94% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XVI	156.047	20/04/23	19/04/27	CDI + 0,96% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XVII	25.164	25/04/23	24/04/27	CDI + 0,96% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XIX	40.225	17/11/23	16/11/27	CDI + 0,88% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - Enel BR XX	60.328	21/11/23	20/11/27	CDI + 0,88% a.a.	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A

As operações de mútuo com Enel Brasil, que tinham vencimento em dezembro de 2024 foram prorrogadas de acordo com os termos de aprovação pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e do Conselho de Administração da Companhia, e com condições estabelecidas em processo realizado de acordo com as boas práticas de mercado.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)


15.3 Os valores relativos ao principal e custos a amortizar apresentam a seguinte composição de indexadores:

	31.12.2024	%	31.12.2023	%
<u>Moeda nacional</u>				
CDI	2.678.769	74,13%	934.545	44,22%
IPCA	159.940	4,43%	207.823	9,83%
TJLP	231	0,01%	275	0,01%
<u>Moeda estrangeira</u>				
Dólar	346.608	9,59%	271.602	12,85%
Taxa fixa	428.291	11,85%	698.933	33,07%
Total	3.613.839	100,00%	2.113.178	100,00%

Para mitigar o risco da variação cambial da captação realizada em moeda estrangeira, foram contratadas operações de swap, trocando taxas e valores pactuados em dólar por valores em reais. Os custos das operações de swap pactuadas encontram-se descritos a seguir:

Empréstimo**Custo Swap**

Citibank 4131 - COELCE
 SCOTIABANK 4131 - V
 SCOTIABANK 4131 - VI

CDI + 1,17% a.a
 CDI + 1,62% a.a
 CDI + 1,39% a.a

15.4 Os indexadores utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos tiveram a seguinte variação:

Indexador	Nota	31.12.2024 %
CDI	(a)	12,15%
TJLP	(a)	7,43%
IPCA	(a)	4,87%
USD	(a)	6,19
USD SOFR	(a)	0,04

(a) Índice do último dia do exercício

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



15.6 Movimentação dos Empréstimos e Financiamentos:

	Moeda Nacional		Moeda estrangeira		Total
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	
Saldo em 31 de dezembro de 2022	223.966	712.228	905.165	1.054.161	2.895.520
Captações	483.349	-	508.182	-	991.531
Encargos provisionados	117.087	-	54.404	-	171.491
Encargos pagos	(92.218)	-	(57.758)	-	(149.976)
Variação cambial e monetária	-	9.586	(68.092)	(46.708)	(105.214)
Transferências	56.886	(56.886)	397.808	(397.808)	-
Amortização custos de transação	(311.355)	-	(1.373.046)	-	(1.684.401)
Marcação a mercado - dívida	-	-	-	(5.773)	(5.773)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	477.715	664.928	366.663	603.872	2.113.178
Captações	1.425.693	184.386	-	-	1.610.079
Encargos provisionados	152.875	68.320	47.454	-	268.649
Encargos pagos	(76.435)	-	(48.745)	-	(125.180)
Variação cambial e monetária	-	6.952	150.213	60.179	217.344
Transferências	154.965	(154.965)	384.863	(384.863)	-
Pagamentos / amortizações	(65.494)	-	(397.278)	-	(462.772)
Marcação a mercado - dívida	-	-	(1.551)	(5.908)	(7.459)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	2.069.319	769.621	501.619	273.280	3.613.839

15.7 Compromissos Financeiros – Cláusulas Restritivas (Covenants)

Como forma de monitoramento da situação financeira da Companhia pelos credores envolvidos em contratos financeiros, são utilizadas cláusulas financeiras restritivas (covenants) em alguns contratos de dívida.

A Administração da Companhia mantém o acompanhamento dos índices financeiros dos contratos em vigor, a saber:

Contrato	Obrigações especiais financeiras	Limite	Periodicidade de apuração dos índices
CITIBANK 4131 - COELCE	Dívida financeira líquida / LAJIDA (máximo)	3,50	Trimestral
SCOTIABANK 4131 - COELCE V	Dívida financeira líquida / LAJIDA (máximo)	3,50	Trimestral
SCOTIABANK 4131 - COELCE VI	Dívida financeira líquida / LAJIDA (máximo)	3,50	Trimestral

- LAJIDA para fins de cálculo dessa obrigação significa lucro antes do resultado financeiro, impostos, depreciação e amortização (últimos 12 meses).

SCOTIABANK 4131 E CITIBANK 4131

- Dívida financeira líquida considera empréstimos, financiamentos e debêntures líquidos dos instrumentos financeiros derivativos, reduzidos do valor de caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários;
- LAJIDA para fins de cálculo dessa obrigação significa lucro antes do resultado financeiro, impostos, depreciação, amortização, provisões para processos judiciais e outros, perda esperada com créditos de liquidação duvidosa e baixas de títulos incobráveis (Últimos 12 meses).

Em 31 de dezembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023, a Companhia estava em cumprimento dos termos dos covenants listados acima. O não cumprimento dos índices acima, por dois trimestres consecutivos, implica na possibilidade de antecipação do vencimento da dívida.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



16. Debêntures

16.1 Os saldos de debêntures são compostos da seguinte forma:

	Circulante				Não circulante				31.12.2024	Circulante				Não circulante				31.12.2023
	Principal	Encargos	Custos a amortizar	Total	Principal	Marcação a mercado	Custos a amortizar	Total	Total circulante + não circulante	Principal	Encargos	Total	Principal	Marcação a mercado	Total	Total circulante + não circulante		
2ª Série 5ª emissão	-	-	-	-	-	-	-	-	-	103.195	215	103.410	-	-	-	103.410		
2ª Série 6ª emissão	191.796	458	(562)	191.692	-	-	-	-	191.692	182.770	786	183.556	182.770	-	182.770	366.326		
2ª Série 7ª emissão	-	-	-	-	-	-	-	-	-	393.728	13.855	407.583	-	-	-	407.583		
1ª Série 8ª emissão	-	4.622	-	4.622	663.882	(15.322)	(15.042)	633.518	638.140	-	4.557	4.557	632.641	85.094	717.735	722.292		
1ª Série 9ª emissão	-	54.961	-	54.961	950.000	-	(1.140)	948.860	1.003.821	-	62.349	62.349	950.000	-	950.000	1.012.349		
1ª Série 10ª emissão	-	-	-	-	-	-	-	-	-	500.000	7.771	507.771	-	-	-	507.771		
1ª Série 11ª emissão	-	-	-	-	-	-	-	-	-	650.000	327	650.327	-	-	-	650.327		
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7.930)	-	(7.930)	(19.825)	-	(19.825)	(27.755)		
Total	191.796	60.041	(562)	251.275	1.613.882	(15.322)	(16.182)	1.582.378	1.833.653	1.821.763	89.860	1.911.623	1.745.586	85.094	1.830.680	3.742.303		

Todos os recursos obtidos com os financiamentos contratados foram destinados à finalidade contratualmente prevista, ou seja, todos respeitaram os limites de utilização contratualmente previstos.

As debêntures são simples e não conversíveis em ações.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

**16.2 As principais características dos contratos de debêntures estão descritas a seguir:**

(a) Debêntures obtidas em exercícios anteriores e liquidados no exercício findo em 31 de dezembro de 2024:

Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Data do vencimento	Taxa efetiva a.a. (%)	Tipo de amortização	Pagamento de juros	Quantidade de títulos	Finalidade
2ª Série 7ª emissão	300.000	15/03/2019	15/03/2024	IPCA + 4,50% a.a.	Bullet	Anual	300	Reperfilamento de dívidas
1ª Série 10ª emissão	500.000	19/05/2023	15/05/2024	CDI + 1,65 a.a.	Anual	Semestral	500	Refinanciamento e reforço de caixa no curso ordinário dos negócios da Emissora
1ª Série 11ª emissão	650.000	30/06/2023	28/06/2024	CDI + 1,65 a.a.	Anual	Semestral	650	Refinanciamento e reforço de caixa no curso ordinário dos negócios da Emissora
2ª Série 5ª emissão	150.000	15/12/2017	15/12/2024	IPCA + 6,0013% a.a.	Anual	Semestral	150	Implementação de programas de investimento

(b) Debêntures obtidas em exercícios anteriores e vigentes no exercício findo em 31 de dezembro de 2024:

Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Data do vencimento	Taxa efetiva a.a. (%)	Tipo de amortização	Pagamento de juros	Quantidade de títulos	Finalidade
2ª Série 6ª emissão	270.000	15/06/2018	15/06/2025	IPCA + 6,1965% a.a.	Anual	Semestral	270	Implementação de programas de investimento
1ª Série 8ª emissão	600.000	30/05/2022	17/05/2032	IPCA + 6,21% a.a.	Bullet	Semestral	600	Reperfilamento de dívidas
1ª Série 9ª emissão	950.000	11/01/2023	10/01/2026	CDI + 1,48% a.a.	Bullet	Semestral	950	Reperfilamento de dívidas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

**16.3 Os valores relativos ao principal e custos a amortizar apresentam a seguinte composição de indexadores:**

	31.12.2024	%	31.12.2023	%
CDI	1.003.822	54,74%	2.162.356	57,78%
IPCA	829.831	45,26%	1.579.947	42,22%
Total	1.833.653	100,00%	3.742.303	100,00%

16.4 Em 31 de dezembro de 2024, as parcelas relativas ao principal das debêntures e o custo de transação a amortizar, atualmente classificados no passivo não circulante, têm os seguintes vencimentos:

	2026	2027	2028	2029	Após 2029	Total não circulante
Debêntures	950.000	-	-	-	648.559	1.598.559
Custo a amortizar	(3.484)	(2.344)	(2.344)	(2.344)	(5.665)	(16.181)

16.5 Os indexadores utilizados para atualização das debêntures tiveram a seguinte variação:

Indexador	Nota	31.12.2024 %
CDI	(a)	12,15%
IPCA	(a)	4,87%

(a) Índice do último dia do exercício

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



16.6 A movimentação das debêntures é como segue:

	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2022	337.413	1.426.179	1.763.592
Captações	1.150.000	950.000	2.100.000
Encargos provisionados	316.347	-	316.347
Encargos pagos	(253.118)	-	(253.118)
Atualização monetária	26.299	43.972	70.271
Transferências	652.782	(652.782)	-
Pagamentos / amortizações	(318.059)	-	(318.059)
Marcação a mercado dívida	-	66.464	66.464
Constituição custo de transação	(12.565)	(3.153)	(15.718)
Amortização custo de transação	12.524	-	12.524
Saldo em 31 de dezembro de 2023	1.911.623	1.830.680	3.742.303
Encargos provisionados	256.083	-	256.083
Encargos pagos	(285.901)	-	(285.901)
Atualização monetária	25.493	31.241	56.734
Transferências	179.128	(179.128)	-
Pagamentos / amortizações	(1.846.161)	-	(1.846.161)
Marcação a mercado dívida	-	(100.415)	(100.415)
Amortização custo de transação	11.010	-	11.010
Saldo em 31 de dezembro de 2024	251.275	1.582.378	1.833.653

16.7 Compromissos financeiros – Cláusulas restritivas (Covenants)

De acordo com a escritura de emissão das debêntures, a Companhia está sujeita à manutenção dos índices financeiros demonstrados abaixo, calculados trimestralmente, com base em suas demonstrações financeiras anuais ou informações trimestrais. No exercício findo Em 31 de dezembro de 2024 e 2023, a Companhia cumpriu com os referidos índices.

Contrato	Obrigações especiais financeiras	Limite	Periodicidade de apuração dos índices
2ª Série 6ª emissão	Dívida financeira líquida / LAJIDA ajustado (máximo)	3,50	Trimestral
1ª Série 8ª emissão	Dívida financeira líquida / LAJIDA ajustado (máximo)	3,50	Trimestral
1ª Série 9ª emissão	Dívida financeira líquida / LAJIDA ajustado (máximo)	3,50	Trimestral

- Dívida financeira líquida significa a soma de (a) empréstimos, financiamentos, debêntures, intercompany; (b) obrigações comprovadas com o fundo de pensão dos empregados (não considerando para fins desta definição o passivo atuarial); (c) saldo líquido de operações de derivativos; menos o resultado da soma (a) do numerário disponível em caixa; (b) dos saldos líquidos de contas correntes bancárias credoras e devedoras; e (c) dos saldos de aplicações financeiras.
- LAJIDA AJUSTADO significa o lucro ou prejuízo da Emissora, relativo aos últimos doze meses, antes de contribuição social e imposto de renda, equivalência patrimonial, resultados financeiros, provisões para processos judiciais e outros, perda esperada com créditos de liquidação duvidosa, baixas de títulos incobráveis, depreciação, baixa de ativos imobilizados, amortização, efeitos de teste de "impairments" e ajustes positivos e negativos da CVA – Conta das Variações da Parcela A, desde que não incluídos no resultado operacional.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

**17. Outras Obrigações Fiscais**

		31.12.2024		31.12.2023	
	Nota	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
<u>Obrigações fiscais federais</u>					
Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS		27.037	-	29.637	-
Programa de Integração Social - PIS		5.838	-	6.397	-
PIS/COFINS/IRRF/CS - retidos na fonte		-	-	7.297	-
INSS sobre terceiros		2.307	-	-	-
Outras obrigações federais		2.893	-	534	-
		38.075	-	43.865	-
<u>Obrigações fiscais estaduais</u>					
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS	17.1	134.533	1.324	145.913	1.349
Refis parcelamento ICMS		-	-	581	-
		134.533	1.324	146.494	1.349
<u>Obrigações fiscais municipais</u>					
Imposto sobre Serviços - ISS		4.436	-	3.782	-
Outras obrigações municipais		2.202	-	23	-
		6.638	-	3.805	-
Total		179.246	1.324	194.164	1.349

- 17.1** O ICMS da Companhia é apurado e recolhido mensalmente, conforme Decreto nº 24.569/97. A apuração do ICMS é no mês seguinte da competência e o recolhimento é feito no dia 20 do próprio mês da apuração. Os saldos em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 134.533 (R\$ 145.913 em 31 de dezembro de 2023), são principalmente referentes ao ICMS incidente sobre as faturas de energia elétrica.

18. Encargos setoriais

As distribuidoras de energia elétrica, devem destinar 1% da receita operacional líquida (ROL) em projetos que visam (i) financiar e combater o desperdício de energia elétrica e (ii) o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico relacionado aos programas de Eficiência Energética (PEE) e Pesquisa e Desenvolvimento (P&D). O valor correspondente ao 1% da ROL é reconhecido como deduções da receita – nota explicativa nº24. Mensalmente, os saldos de P&D e PEE são atualizados com base na taxa SELIC, a partir do 2º mês subsequente ao seu reconhecimento até o momento de sua efetiva realização. Os gastos realizados com os projetos de PEE e P&D são registrados na rubrica de serviços em curso até a finalização desses projetos.

	31.12.2024	31.12.2023
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	2.806	27.381
Programa de Eficiência Energética - PEE	54.745	44.499
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	69.736	65.865
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico- FNDCT	2.076	1.252
Ministério de Minas e Energia - MME	1.117	1.724
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	887	875
Outros	290	-
Total	131.657	141.596

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

**19. PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores**

O Supremo Tribunal Federal ("STF") decidiu em março de 2017 o tema 69 da repercussão geral e confirmou a tese de que o ICMS não compõe a base de cálculo para a incidência do PIS e da COFINS. A União Federal apresentou embargos de declaração que foram julgados em maio de 2021. O STF confirmou que prevaleceu o entendimento de que deve ser retirado da base das referidas contribuições o ICMS destacado. Os embargos de declaração foram parcialmente acolhidos para modular os efeitos do julgado a partir de 15 de março de 2017, exceto para contribuintes que ingressaram com ações judiciais antes desta data. A decisão transitou em julgado em 9 de setembro de 2021.

A Companhia possuía uma ação judicial e foi cientificada em abril de 2019 do trânsito em julgado da decisão proferida pelo Tribunal Regional Federal da 5ª Região, reconhecendo o seu direito à exclusão do ICMS das bases de cálculo do PIS e da COFINS a partir de maio de 2001.

A partir de maio de 2019, em conformidade com a decisão transitada em julgado, a Companhia passou a calcular os valores a recolher de PIS e da COFINS sem a inclusão do ICMS nas referidas bases de cálculo.

Amparada nas avaliações de seus assessores legais e melhor estimativa, a Companhia constituiu ativo de PIS e de COFINS a recuperar e passivo a repassar aos consumidores de montantes iguais por entender que os montantes a serem recebidos como créditos fiscais devem ser integralmente repassados aos consumidores nos termos das normas regulatórias do setor elétrico, juntamente com o entendimento da Administração da Companhia sobre a neutralidade desse tributo nas tarifas cobradas aos consumidores. Os valores a serem devolvidos serão calculados líquidos de qualquer custo incorrido ou a ser incorrido pela Companhia.

Com base na decisão de 13 de maio de 2021 do STF, no tema de repercussão geral e sua melhor estimativa, a Companhia ajustou ativo e passivo considerando o ICMS destacado.

Em 15 de março de 2024, considerando a interpretação dada pelo Parecer Normativo n.º 11/2014 da COSIT/RFB, a Companhia impetrou mandado de segurança a fim de assegurar, após decisão definitiva, o seu direito líquido e certo de compensar todo o crédito de PIS e de COFINS reconhecido pela decisão definitiva no processo sem limitação de tempo. Em maio de 2024, foi proferida sentença julgando integralmente procedente a ação, e a Procuradoria apresentou apelação. Em setembro de 2024 foi dado provimento ao recurso. A Companhia opôs embargos de declaração, o qual foi improvido e, em novembro de 2024, a Companhia apresentou recurso especial e extraordinário ao STJ - Supremo Tribunal de Justiça e STF – Supremo Tribunal Federal.

Em 29 de dezembro foi publicada MP - Medida Provisória 1202/23, regulamentada pela PN -Portaria Normativa do MF n.14 de 5 de janeiro de 2024, alterando a legislação que trata das compensações tributárias, criando limites para utilização de créditos decorrentes de decisão judicial transitada em julgado e prevendo que as compensações poderão ser realizadas inclusive após 5 anos. A referida Medida Provisória foi convertida na Lei nº 14.873 de 28 de maio de 2024.

A Companhia seguirá adotando os procedimentos de recuperação do crédito tributário de acordo com as previsões legais e apresentou os cálculos do crédito tributário em atendimento à intimação fiscal da Receita Federal.

Diante do exposto, a Companhia vem efetuando a compensação do ativo com os tributos a pagar, de acordo com as previsões legais, inclusive as supracitadas (MP 1202/23, PN MF 14/24 e Lei 14.873/24). Até 31 de dezembro de 2024, o total compensado pela Companhia foi de R\$ 1.514.144 (R\$ 1.225.760 em 31 de dezembro de 2023). A expectativa é de que ocorra a utilização total do crédito em 2025.

Tratamento do regulador

Em 17 de março de 2020, a ANEEL iniciou procedimento de tomada de subsídios para colher informações

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



para o tratamento regulatório a ser dado e, entre 11 de fevereiro de 2021 e 29 de março de 2021, a ANEEL realizou a Consulta Pública nº 005/2021 visando obter subsídios para o aprimoramento da proposta de devolução dos créditos tributários decorrentes de processos judiciais que versam sobre a exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS. Ainda não há decisão definitiva sobre o tema.

Em 28 de junho de 2022, foi publicada a Lei 14.385/2022, alterando a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, para disciplinar a devolução aos consumidores de valores de tributos recolhidos a maior pelas prestadoras do serviço público de distribuição de energia elétrica, tais como os decorrentes da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS.

O repasse aos consumidores dependerá do efetivo aproveitamento do crédito tributário pela Companhia e embora ainda não regulamentada a forma definitiva de devolução da ANEEL, a partir dos processos tarifários de 2022, já contemplam a devolução parcial de tais valores. Para o processo tarifário de 2024, a ANEEL não projetou valores a devolver nos próximos 12 meses, e recalculou as devoluções dos ciclos anteriores, gerando um ajuste financeiro positivo de R\$ 102.136. Dessa forma, até 31 de dezembro de 2024, o total devolvido aos consumidores foi de R\$ 67.892 (R\$ 454.834 em 31 de dezembro de 2023).

A seguir é apresentado o resumo dos impactos:

	31.12.2024	31.12.2023
<u>PIS/COFINS - consumidores a restituir - tributo a compensar</u>		
Ativo circulante	127.967	396.206
Total do ativo	127.967	396.206
<u>PIS/COFINS - consumidores a restituir</u>		
Passivo circulante	245.326	350.209
Passivo não circulante	117.494	60.759
Total do passivo	362.820	410.968
<u>Receita financeira</u>		
(+) PIS/COFINS - consumidores a restituir - tributo a compensar	20.146	51.529
(-) PIS/COFINS - consumidores a restituir	(20.146)	(51.529)
Impacto líquido	-	-

A seguir é apresentada a movimentação do ativo e passivo de PIS e COFINS - ICMS:

	Nota	Ativo	Passivo
Saldo em 31 de dezembro de 2022		783.680	808.397
Atualização		51.529	50.498
Compensação		(491.891)	-
Devolução aos consumidores		-	(454.834)
Reclassificações		52.888	6.907
Saldo em 31 de dezembro de 2023		396.206	410.968
Atualização	27.1	20.146	19.744
Compensação		(291.338)	-
Devolução aos consumidores		-	(67.892)
Outros - ajuste de créditos	19.1	2.953	-
Saldo em 31 de dezembro de 2024		127.967	362.820

- 19.1** O valor de R\$ 2.953 refere-se a crédito ocorrido em 31 de janeiro de 2024, oriundo de retificação a maior, referentes a pedidos de compensação realizadas a maior em 04 de novembro de 2021, 05 de julho de 2022 e 05 de outubro de 2022.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

**20. Obrigações com benefícios pós-emprego**

A obrigação líquida é calculada separadamente para cada plano através da estimativa do valor do benefício futuro que os empregados receberão como retorno pelos serviços prestados no exercício atual e em exercícios anteriores. Esse benefício é descontado para determinar o seu valor presente. O cálculo da obrigação de plano de benefício definido é realizado anualmente por um atuário qualificado utilizando o método de crédito unitário projetado.

O déficit/superávit é calculado, deduzindo-se o valor justo dos ativos do plano. Quando o cálculo resulta em um potencial ativo, o ativo a ser reconhecido é limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos futuros do plano ou redução nas futuras contribuições ao plano. Para calcular o valor presente dos benefícios econômicos são levadas em consideração quaisquer exigências de custeio mínimas aplicáveis, incluindo contratos de dívidas assumidas pela companhia com os planos.

As remensurações da obrigação líquida de benefício definido, que incluem: ganhos e perdas atuariais, o retorno dos ativos do plano (excluindo juros) e o efeito do teto do ativo (se houver, excluindo juros), são reconhecidos em outros resultados abrangentes. Os juros líquidos sobre o passivo de benefício definido e o custo do serviço são reconhecidos na demonstração do resultado do exercício. A Companhia determina os juros líquidos sobre o valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido no período com base na taxa de desconto utilizada na mensuração da obrigação de benefício definido e no passivo definido, ambos conforme determinados no início do exercício a que se referem as demonstrações financeiras, levando em consideração quaisquer mudanças no valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido durante o período em razão de pagamentos de contribuições e benefícios.

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2024 e 2023, a Companhia procedeu à avaliação atuarial anual, realizada com o apoio de atuários independentes, na qual foram revisadas todas as premissas para aquela data.

O custo do serviço é calculado de acordo com o método de crédito unitário projetado, adotado no cálculo da obrigação atuarial, líquido de contribuições realizadas por participantes.

Quando os benefícios de um plano são incrementados, a porção do benefício incrementado relacionada a serviços passados prestados pelos empregados é reconhecida imediatamente no exercício em que ocorrem no resultado, como parcela do custo do serviço, bem como os ganhos e perdas anteriormente reconhecidos em outros resultados abrangentes são reconhecidos no resultado do exercício na liquidação do respectivo plano.

A Companhia é patrocinadora de fundo de pensão, administrado pela Fundação Coelce de Seguridade Social – FAELCE, entidade fechada de previdência privada complementar, pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos.

Os planos administrados pela Companhia têm as seguintes principais características:

i. Plano de Contribuição Definida (CD)

A Companhia contribui mensalmente na mesma proporção do participante. O valor da contribuição varia em função da remuneração, tendo seu cálculo definido com base nas alíquotas 2,5%, 4,0% e 9,0%, aplicadas “em cascata”.

ii. Plano de Benefício Definido (BD)

Tem o regime financeiro de capitalização para os benefícios de aposentadoria, pensão e auxílios.

O custeio do plano de benefícios é coberto por contribuições dos participantes e da patrocinadora. Para o Plano BD a Companhia contribui mensalmente com a taxa de 4,45% da folha de remuneração de todos os seus

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



empregados e dirigentes participantes, para cobertura do custo normal. Além desse percentual, a patrocinadora é responsável pelo pagamento das despesas administrativas da atividade previdenciária da referida entidade.

Os benefícios do plano compreendem:

Complementação de aposentadoria por invalidez, tempo de contribuição, idade, aposentadoria especial, auxílio reclusão, pensão por morte e abono anual.

iii. Plano de assistência médica

O plano de saúde, administrado pela Unimed Fortaleza, é regido por contrato que prevê cláusula de reajuste periódico das contribuições ao plano em função da sinistralidade da Companhia. O custeio é determinado per capita com base em tabela, segregada em 10 faixas etárias, de acordo com o critério permitido pela Agência Nacional de Saúde Suplementar (ANS).

O plano pode ser segregado em 3 grupos distintos e que compartilham a mesma apólice:

- Ativos - o plano é extensivo aos empregados e seus dependentes. O custo cobrado pela administradora do plano é parcialmente coberto pela Companhia, observada a proporção contributiva estipulada em função de faixa salarial atingida. Pelo fato de serem contributivos por empregado, geram benefício de permanência vitalícia após 10 anos de vínculo, conforme Lei nº 9.656/1998;
- Aposentados Lei nº 9.656/1998 – grupo que exerceu o direito de permanência no plano, desde que mantido às próprias expensas, conforme Lei nº 9.656/1998. O custo é cobrado diretamente pela Unimed, administradora do plano, conforme as regras do plano;
- Aposentados Especiais – grupo fechado de aposentados e seus dependentes, custeados parcialmente pela Companhia (60%), decorrente de negociação, ratificada através de acordo coletivo.

Uso de estimativas

O custo do plano de aposentadoria com benefícios definidos e de outros benefícios de assistência médica pós-emprego e o valor presente da obrigação de aposentadoria são determinados utilizando métodos de avaliação atuarial. A avaliação atuarial envolve o uso de premissas sobre as taxas de desconto, aumentos salariais futuros, taxas de mortalidade e aumentos futuros de benefícios de aposentadorias e pensões.

As principais premissas utilizadas pela Companhia estão descritas a seguir:

Taxa de desconto

A taxa utilizada para descontar a valor presente as obrigações de benefícios pós-emprego considera os títulos do Tesouro Nacional (NTN-B) com vencimento correspondente a duração da obrigação dos benefícios pós-emprego.

Tábua de mortalidade

A taxa de mortalidade se baseia em tábuas de mortalidade disponíveis no país. Aumentos futuros de salários e de benefícios de aposentadoria e de pensão se baseiam nas taxas de inflação futuras esperadas para o país. A obrigação de benefício definido é altamente sensível a mudanças nessas premissas e que são revisadas a cada data-base.

A tábua de mortalidade se baseia em estudos de expectativa de vida da população de acordo com cada faixa etária e as condições socioeconômicas do grupo analisado. A Companhia testa anualmente, a aderência da tábua de mortalidade utilizada, à experiência recente da população do plano.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

Aumento salarial, benefícios e inflação

Aumentos futuros de salários e de benefícios de aposentadoria e de pensão se baseiam nas taxas de inflação futuras esperadas para o país. Em relação à taxa de inflação utilizada, a Companhia faz um levantamento junto a departamentos de economia de diversas instituições financeiras, sobre projeções de inflação para o longo prazo.

Taxa esperada de retorno de ativos

A taxa esperada de retorno de ativos do plano é a mesma taxa utilizada para descontar o valor do passivo.

Informações relevantes dos benefícios pós-emprego**a) Ativos e passivos atuariais, reconhecido no balanço patrimonial como passivo atuarial líquido:**

	31.12.2024	31.12.2023
<u>Previdência privada</u>		
Valor presente das obrigações atuariais	1.064.931	1.293.285
Valor justo dos ativos do plano	(1.360.397)	(1.369.362)
Efeito do limite para reconhecimento do ativo	405.233	187.099
Total	109.767	111.022
Circulante	-	876
Não circulante	109.767	110.146

b) Movimentação contábil do passivo registrado aberto por plano:

Nos casos de aposentadoria em qualquer das categorias, havendo extinção do contrato de trabalho, fica assegurado ao empregado o recebimento da multa equivalente a 40% do saldo do FGTS para fins rescisórios nos termos dos atos das disposições constitucionais transitórias.

A movimentação contábil do passivo registrado aberto por plano (assistência médica, FGTS, benefício definido e contribuição variável), nos períodos findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023, segue representada a seguir:

	Benefício Definido	Contribuição Definida	Plano Médico	FGTS na aposentadoria	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2022	-	-	66.799	23.591	90.390
Custo do serviço corrente	28	(120)	203	1.043	1.154
Custo dos juros líquidos	(10)	(10)	6.594	1.957	8.531
Contribuições reais do empregador	(39)	(160)	(6.786)	(2.999)	(9.984)
Ganho (perda) atuarial	21	290	23.270	(2.650)	20.931
Saldo em 31 de dezembro de 2023	-	-	90.080	20.942	111.022
Custo do serviço corrente	88	(121)	184	1.095	1.246
Custo dos juros líquidos	(8)	(10)	8.719	1.738	10.440
Contribuições reais do empregador	(17)	-	(7.315)	(814)	(8.146)
Ganho (perda) atuarial	(63)	131	(1.500)	(3.362)	(4.795)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	-	-	90.168	19.599	109.767

Atualmente os planos BD e CD apresentam um superávit atuarial total de R\$ 405.233 em 31 de dezembro de 2024 (R\$ 187.099 em 31 de dezembro de 2023). Os planos de assistência médica e FGTS apresentaram um passivo total de R\$ 109.767 em 31 de dezembro de 2024 (R\$ 111.022 em 31 de dezembro de 2023) atestado por avaliação independente.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



c) Movimentação do valor presente das obrigações atuariais:

	31.12.2024	31.12.2023
Valor presente das obrigação atuarial no início do exercício	1.293.285	1.196.708
Custo dos serviços correntes	1.246	1.152
Custos dos juros	124.330	118.135
Contribuição de participantes do plano	-	410
Benefícios pagos pelo plano	(121.306)	(114.157)
Perdas (ganhos) atuariais sobre a obrigação atuarial	(232.624)	91.037
Valor presente das obrigação atuarial ao final do exercício	1.064.931	1.293.285

d) Movimentação do valor justo dos ativos do plano:

	31.12.2024	31.12.2023
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	1.369.362	1.340.151
Retorno esperado dos ativos do plano	132.773	133.947
Contribuições recebidas de participantes do plano	-	410
Contribuições recebidas do empregador	8.146	9.984
Benefícios pagos pelo plano	(121.306)	(114.157)
Perdas atuariais sobre os ativos do plano	(28.578)	(973)
Valor justo dos ativos do plano ao final do exercício	1.360.397	1.369.362

e) Movimentação do efeito de teto do ativo:

	31.12.2024	31.12.2023
Efeito do teto de ativo não reconhecido no início exercício	187.099	233.833
Juros sobre o efeito do teto de ativo não reconhecido	18.883	24.342
Outras variações no teto de ativo não reconhecido no exercício	199.251	(71.076)
Efeito do teto de ativo não reconhecido ao final exercício	405.233	187.099

f) Movimentação contábil do passivo registrado é como segue:

	31.12.2024	31.12.2023
Saldo inicial	111.022	90.390
Custo dos serviços correntes conforme laudo atuarial	1.246	1.152
Juros líquidos conforme laudo atuarial	10.440	8.532
Pagamento de contribuições	(8.146)	(9.984)
Ajustes de avaliação atuarial	(4.795)	20.932
Saldo final	109.767	111.022

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



g) Despesas reconhecidas no resultado do exercício:

	2024	2023
Custo do serviço corrente bruto	1.246	1.152
Custo do serviço corrente líquido	1.246	1.152
Juros sobre a obrigação atuarial	124.330	118.135
Juros sobre o efeito do teto de ativo não reconhecido	18.883	24.342
Rendimento esperado dos ativos no ano	(132.773)	(133.947)
Juros líquidos sobre o passivo	10.440	8.530
Total reconhecido no resultado	11.686	9.682

h) Movimentações das remensurações atuariais reconhecidas em outros resultados abrangentes (ajuste de avaliação atuarial):

	31.12.2024	31.12.2023
Ganho (perda) atuarial gerado(a) pelo rendimento efeito dos ativos	232.624	(91.037)
Variação na restrição de reconhecimento do ativo	(199.251)	71.077
Valor justo dos ativos do plano no final do exercício	(28.578)	(973)
Montante reconhecido no exercício em outros resultados abrangentes	4.795	(20.933)

i) Composição dos investimentos do plano por segmento:

	31.12.2024	%	31.12.2023	%
Renda fixa	1.177.175	86,53%	1.184.932	86,53%
Renda variável	74.713	5,49%	75.206	5,49%
Investimentos imobiliários	95.133	6,99%	95.760	6,99%
Outros	13.376	0,98%	13.464	0,98%
Total do valor justo dos ativos do plano	1.360.397	100,00%	1.369.362	100,00%

j) Premissas atuariais utilizadas:

No exercício findo em 31 de dezembro de 2024:

Especificação	Benefício Definido	Contribuição Definida	Plano Médico	FGTS na aposentadoria
Taxa de desconto	12,17%	12,84%	12,98%	12,54%
Taxa de rendimento esperado dos ativos	12,17%	12,84%	N/A	N/A
Taxa de crescimento salarial	5,55%	5,55%	N/A	5,55%
Taxa de inflação esperada	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
Reajuste de benefício concedido de prestação continuada	4,50%	4,50%	N/A	N/A
Tábua de mortalidade geral	AT-2000	AT-2000	AT-2000	AT-2000
Tábua de entrada em invalidez	Alvaro Vindas	Alvaro Vindas	Alvaro Vindas	Alvaro Vindas
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-83 Masculina	AT-83 Masculina	AT-83 Masculina	N/A
Taxa de tendência de custos em saúde - projeção de custos e contribuições	N/A	N/A	7,63%	N/A
Crescimento dos custos médicos devido a idade - projeção de custos	N/A	N/A	3,00%	N/A
Crescimento das contribuições em função da idade - projeção de contribuições	N/A	N/A	1,50%	N/A
Opção de plano para futuros aposentados	N/A	N/A	100,00%	N/A
Taxa de saída de futuros aposentados	N/A	N/A	0,00%	N/A

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



No exercício findo em 31 de dezembro de 2023:

Especificação	Benefício Definido	Contribuição Definida	Plano Médico	FGTS na aposentadoria
Taxa de desconto	10,09%	9,99%	10,09%	9,93%
Taxa de rendimento esperado dos ativos	10,09%	9,99%	N/A	N/A
Taxa de crescimento salarial	5,55%	5,55%	N/A	5,55%
Taxa de inflação esperada	4,50%	4,50%	4,50%	4,50%
Reajuste de benefício concedido de prestação continuada	4,50%	4,50%	N/A	N/A
Tábua de mortalidade geral	AT-2000	AT-2000	AT-2000	AT-2000
Tábua de entrada em invalidez	Alvaro Vindas AT-83 Masculina	Alvaro Vindas AT-83 Masculina	Alvaro Vindas AT-83 Masculina	Alvaro Vindas AT-83 Masculina
Tábua de mortalidade de inválidos				
Taxa de tendência de custos em saúde - projeção de custos e contribuições	N/A	N/A	7,63%	N/A
Crescimento dos custos médicos devido a idade - projeção de custos	N/A	N/A	3,00%	N/A
Crescimento das contribuições em função da idade - projeção das contribuições	N/A	N/A	1,00%	N/A
Opção de plano para futuros aposentados	N/A	N/A	100,00%	N/A
Taxa de saída de futuros aposentados	N/A	N/A	0,00%	N/A

k) Estimativa da despesa para o exercício de 2025:

	2025
Custo dos serviços correntes	898
Custos dos juros das obrigações com benefício pós-emprego	129.478
Rendimento esperado dos ativos do plano	(116.256)
Total	14.120

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



I) Análise de sensibilidade das premissas atuariais

Com a finalidade de verificar o impacto nas obrigações atuariais, a Companhia realizou análise de sensibilidade das premissas atuariais considerando uma variação de 0,50%. O resultado da análise quantitativa em 31 de dezembro de 2024 está demonstrado a seguir:

	Plano BD		Plano CD		Plano Médico		Plano FGTS	
Obrigações atuariais em 31 de dezembro de 2024	953.281		1.884		90.170		19.596	
Taxa de desconto	(+0,50%)	(-0,50%)	(+0,50%)	(-0,50%)	(+0,50%)	(-0,50%)	(+0,50%)	(-0,50%)
Impacto na obrigação do benefício definido	(4.406)	4.448	(9)	9	5.256	6.140	(90)	91
Total da obrigação do benefício definido	948.875	957.729	1.875	1.893	95.426	96.310	19.506	19.687

É importante frisar que a redução na taxa de desconto demonstrada na tabela anterior para os planos de benefício definido e contribuição definida não ocasionaria um aumento no passivo, visto que os referidos aumentos seriam absorvidos pelo teto do ativo (ocasionando uma redução no mesmo).

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

**21. Provisão para processos judiciais e outros riscos**

A Companhia é parte de diversos processos judiciais e administrativos envolvendo questões trabalhistas, cíveis, tributárias, ambientais, regulatórias e outros assuntos.

Provisões são reconhecidas quando há uma obrigação presente (formalizada ou não formalizada) como resultado de evento passado, é provável que será necessária uma saída de recursos econômicos para liquidar a obrigação, e possa ser feita uma estimativa confiável do valor da obrigação.

Decisão STF – Coisa julgada

Conforme requerido no ofício circular nº 1/2023/CVM/SNC/SEP, de 13 de fevereiro de 2023, a Companhia confirma que não há impacto nas informações intermediárias referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024 e 2023, relacionadas a decisão do STF – Supremo Tribunal Federal, do dia 8 de fevereiro de 2023, sobre coisa julgada em matéria tributária.

Uso de estimativas

A avaliação da probabilidade de perda por parte dos assessores jurídicos da Companhia inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos. O cálculo dos montantes provisionados é realizado com base em valores estimados e na opinião dos assessores jurídicos internos e externos, responsáveis pelos processos. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

A Administração entende que todas as provisões constituídas são suficientes para cobrir eventuais perdas com os processos em andamento. Apoiada na opinião de seus consultores legais, a Administração da Companhia decidiu que fossem provisionados todos os processos judiciais cuja probabilidade de perda foi estimada como provável.

21.1 Provisões relacionadas a processos com probabilidade de perda classificada como provável

As provisões para processos judiciais e outros riscos, e respectivos depósitos judiciais estão compostas da seguinte forma:

							<u>Depósitos vinculados</u>	
	31.12.2023	Adição	Reversão	Atualização monetária	Pagamentos	31.12.2024	31.12.2024	31.12.2023
Trabalhistas	45.095	22.752	(8.640)	5.866	(9.374)	55.699	11.368	19.926
Cíveis	168.732	95.673	(43.540)	31.093	(54.422)	197.536	10.377	28.138
Fiscais	-	921	-	-	(907)	14	-	3.156
Regulatório	35.038	14.984	(3.746)	1.955	(12.359)	35.872	-	-
Outras provisões	1.116	-	-	-	-	1.116	-	-
Total	249.981	134.330	(55.926)	38.914	(77.062)	290.237	21.745	51.220
Circulante	1.116					-		
Não circulante	248.865					290.237		

							<u>Depósitos vinculados</u>	
	31.12.2022	Adição	Reversão	Atualização monetária	Pagamentos	31.12.2023	31.12.2023	31.12.2022
Trabalhistas	47.144	11.691	(9.394)	3.456	(7.802)	45.095	19.926	19.010
Cíveis	149.139	74.262	(41.160)	36.367	(49.876)	168.732	28.138	24.850
Fiscais	233	13	-	-	(246)	-	3.156	4.151
Regulatório	33.542	17.511	-	2.527	(18.542)	35.038	-	-
Outras provisões/riscos	2.152	-	-	-	(1.036)	1.116	-	-
Total	232.210	103.477	(50.554)	42.350	(77.502)	249.981	51.220	48.011
Circulante	-					1.116		
Não circulante	232.210					248.865		

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



As estimativas de encerramento das discussões judiciais, divulgadas nos itens a seguir, podem não ser realizadas nos períodos estimados devido ao andamento futuro dos processos. As contingências prováveis estão classificadas no passivo não circulante da Companhia.

21.1.1 Processos trabalhistas

No âmbito trabalhista, refere-se a ações de empregados próprios e terceiros. Nesse caso, englobam ações de empresas terceirizadas ativas no mercado e/ou com contratos ativos. Também existem ações cujas teses possuem chances de mudanças em instâncias superiores, além de processos em fase inicial, sem decisão ainda.

21.1.2 Processos cíveis

No âmbito cível, refere-se a processos relacionados a reclamações consumeristas em sua grande maioria sendo ações de menor complexidade com trâmite nos juizados especiais, suspensão do fornecimento e cobranças indevidas de valores. Engloba, ainda, ações referentes a reajustes e revisões tarifárias, indenizações por danos materiais e/ou morais que envolva acidentes/morte com energia elétrica e por danos causados em razão de oscilação na tensão do fornecimento de energia elétrica. No âmbito da contingência ativa, a Companhia possui ações de desapropriação e anulatórias de multas oriundas de órgão de defesa do consumidor ou agência reguladora.

21.1.3 Processos Regulatórios**Processos regulatórios em fase judicial:**

- (a) Auto de Infração SFE-0032-18, relacionado a geração distribuída, no valor original de R\$ 13.035. Após apreciação do recurso apresentado pela Companhia, a Diretoria da ANEEL decidiu pela manutenção do valor total da penalidade de multa de R\$ 13.035. Em outubro de 2020, houve pagamento parcial da multa no montante principal de R\$ 6.435 e juros de R\$ 547. O montante provisionado atualizado até 31 de dezembro de 2024 corresponde a R\$ 6.072, que permanece em discussão judicial. O valor restante de R\$ 5.518 está classificado como possível (R\$ 5.642 em 31 de dezembro de 2023).
- (b) Auto de Infração nº 0025/2013-ARCE-SFE, referente a contratos de seguro firmados por consumidores da COELCE, recorrido pela Companhia em agosto de 2022, e está em discussão no âmbito judicial, sendo o valor atual da multa R\$ 1.691. O montante provisionado atualizado até 31 de dezembro de 2024 corresponde a R\$ 2.935 (R\$ 2.785 em 31 de dezembro de 2023).
- (c) Auto de Infração SFF-AI-0097-12-C referente à Base de Remuneração, recebido em agosto de 2012, no valor de R\$ 20.637. Após interposição de recurso pela Companhia em agosto de 2015, a ANEEL reduziu o valor da penalidade para o montante de R\$ 11.188. O montante provisionado atualizado até 31 de dezembro de 2024 corresponde a R\$ 25.721, que permanece em discussão judicial. O valor restante de R\$ 1.169 está classificado como possível (R\$ 24.448 em 31 de dezembro de 2023).

Processos regulatórios em fase administrativa

- (d) Auto de Infração nº 0002/2019-ARCE-SFE – relacionado a teleatendimento. A ANEEL decidiu, em processo da CEB - Companhia Energética de Brasília na 7ª Reunião Pública Ordinária de 10 de março de 2020, que a Não Conformidade NC.1, referente a “Falha no envio de informações solicitadas pela fiscalização” que é similar à Não Conformidade NC.1 do AI da Companhia, deveria ser cancelada visto que “a regulamentação não determina expressamente como deve funcionar o programa que calcula os indicadores de qualidade do serviço de teleatendimento neste nível de detalhamento”. Portanto, houve a reversão do montante equivalente da Não-Conformidade 1 (NC.1) de R\$ 1.388, em abril 2020. Em setembro de 2020, o Conselho Diretor da ARCE decidiu pelo parcial provimento do recurso, reduzindo o valor da multa aplicada pela ARCE para R\$ 3.793. Em 05 de setembro de 2022, a Procuradoria Federal emitiu parecer que opinou por converter a penalidade de multa aplicada à Não Conformidade N.5 em advertência, bem como alterar o valor total da penalidade de multa para R\$ 2.905, resultando na reversão de R\$ 887, em setembro de 2022. A Companhia apelou em segunda instância (ANEEL)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



e aguarda apreciação do recurso pela agência nacional. Em novembro de 2022, houve deliberação final do processo pela ANEEL, onde foi determinado o pagamento de R\$ 2.905. A Companhia decidiu parcelar o pagamento em 36 parcelas, sendo a primeira parcela correspondente a 20% do valor total da multa, principal e juros, atualizada para dezembro de 2022 no valor de R\$711. A Companhia decidiu parcelar o pagamento em 36 parcelas, sendo a primeira parcela correspondente a 20% do valor total da multa, principal e juros, atualizada para dezembro de 2022 no valor de R\$712. A Companhia deverá pagar as demais 35 parcelas em valores atualizados mensalmente pela SELIC, o saldo a pagar em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 1.144. Até dezembro de 2024, a Companhia pagou R\$ 1.121 referentes às parcelas 14 a 22 do Auto de Infração, sendo R\$ 797 e R\$ 324 referentes ao valor do principal e atualização financeira, respectivamente. Além disso, houve atualização financeira de R\$ 103 sobre o saldo do valor principal.

21.1.4 Outras provisões

A Companhia realizou o reconhecimento da provisão para o fundo de transição, um plano que visa a aceleração da transformação energética através da digitalização, modernização e automação do seu modelo de negócio. Criando assim, valores sustentáveis e compartilhados.

Este processo de digitalização conduzirá a Companhia e seus colaboradores a novos modelos de trabalho e operação, bem como o desenvolvimento de novas competências, conhecimentos e maiores oportunidades de tornar seus processos ainda mais eficientes e eficazes.

21.2 Contingência com risco possível

A Companhia está envolvida em outros processos cuja probabilidade de perda está avaliada como possível e, por esse motivo, nenhuma provisão sobre eles foi constituída. A avaliação dessa probabilidade está embasada em relatórios preparados por consultores jurídicos internos e externos da Companhia. O total estimado de processos cuja probabilidade foi classificada como possível é de:

	Nota	31.12.2024	31.12.2023
Trabalhistas	21.1.1	166.051	154.318
Cíveis	21.2.2	2.914.457	3.481.095
Fiscais	21.2.3	1.510.698	1.302.731
Juizados especiais		21.879	17.698
Regulatórias	21.2.4	64.922	6.240
Total		4.678.007	4.962.082

21.2.1 Processos trabalhistas

No âmbito trabalhista, refere-se a ações de empregados próprios e terceiros. Nesse caso, englobam ações de empresas terceirizadas ativas no mercado e/ou com contratos ativos. Também existem ações cujas teses possuem chances de mudanças em instâncias superiores, além de processos em fase inicial, sem decisão ainda. Incluem-se também, 22 ações previdenciárias que totalizam R\$ 35.754 em 31 de dezembro de 2024 (25 ações - R\$ 28.589 em 31 de dezembro de 2023).

21.2.2 Processos cíveis

No âmbito cível, refere-se a processos relacionados a reclamações consumeristas em sua grande maioria sendo ações de menor complexidade com trâmite nos juizados especiais, suspensão do fornecimento e cobranças indevidas de valores. Engloba, ainda, ações referentes a reajustes e revisões tarifárias, indenizações por danos materiais e/ou morais que envolva acidentes/morte com energia elétrica e por danos causados em razão de oscilação na tensão do fornecimento de energia elétrica. No âmbito da contingência ativa, a Companhia possui ações de desapropriação e anulatórias de multas oriundas de órgão de defesa do consumidor ou agência reguladora.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



- (a) **Reajuste tarifário 2022:** Foram ajuizadas 06 ações judiciais relacionadas ao reajuste tarifário 2022 (OAB/CE, Deputado Federal Heitor Freire, Senador Eduardo Girão, MPF (MPCE/DECON), PROCON/ALCE e Adriano Alves Pessoa), alegando a nulidade da Resolução Homologatória nº 3.026, de 19 de abril de 2022, que autorizou o reajuste tarifário anual do serviço de distribuição de energia elétrica prestado pela Companhia no percentual médio de 24,85%. Em comum, todas as ações afirmam que o índice é abusivo pelo seu próprio valor e pelo contexto da pandemia e, em uma delas, se discute adicionalmente a qualidade da prestação do serviço desde 2016. A Companhia defende que os reajustes tarifários respeitam a legalidade do sistema regulatório brasileiro e, portanto, são legítimos, defendendo a qualidade na prestação do serviço. A Companhia apresentou manifestação preliminar e contestação em todas as ações e em setembro de 2022 o juízo denegou a medida cautelar de suspensão do reajuste solicitada. Dada a semelhança entre os pedidos das respectivas ações, foi determinado que fossem agrupadas perante o mesmo juízo, para serem julgadas em conjunto. Em novembro de 2022 o Ministério Público Federal opinou pela pertinência da ação. Em janeiro de 2024 as ações movidas por OAB/CE, Deputado Federal Heitor Freire e Adriano Alves Pessoa tiveram desfecho favorável à companhia, sendo extintas sem análise de mérito. Após interposição de recurso de apelação pela Ordem dos Advogados do Brasil – Seção do Ceará, em 8 de outubro de 2024, foi dado provimento ao recurso da Ordem dos Advogados do Brasil e o processo foi remetido à 1ª instância para novo julgamento. Em 05 de novembro de 2024 a ação do Senador Eduardo Girão teve desfecho favorável à companhia, sendo extinta sem análise de mérito. Na ação proposta pelo Ministério Público Estadual e pelo Departamento de Proteção e Defesa do Consumidor – MPCE/DECON (0812526-31.2023.4.05.8100), em 19 de dezembro de 2024, foi proferida sentença que deu provimento parcial ao pedido do MPCE/DECON condenando a Companhia ao pagamento de indenização por dano moral coletivo no valor de R\$ 5.911, em razão da suposta má qualidade na prestação dos serviços. Atualmente encontram-se duas ações em curso a da OAB/CE e a do Ministério Público Estadual e pelo Departamento de Proteção e Defesa do Consumidor – MPCE/DECON. Caso sobrevenha decisão final desfavorável na ação da OAB/CE, o índice de reajuste deverá ser deduzido da próxima revisão tarifária oportunamente deferida, não sendo passível de quantificação no momento.
- (b) **IPEDC – Exclusão das perdas não-técnicas do cálculo da tarifa:** O Instituto de Pesquisa Científica e Tecnológica, Ensino e de Defesa dos Consumidores (IPEDC) questiona a inclusão dos custos com furto de energia refletidos pelas distribuidoras na tarifa, pois esse prejuízo seria um risco comercial. Para tanto, alega que os consumidores não poderiam pagar pelo furto de energia de outras pessoas e que a distribuidora deveria tomar as medidas necessárias para reduzi-lo. Os pedidos do processo já haviam sido julgados improcedentes em março de 2020. Após interposição de recurso de apelação ao Tribunal Regional Federal, em novembro de 2020 a sentença foi anulada e o processo retornou à primeira instância para o complemento da instrução processual (perícia). Perito foi designado pelo juízo em novembro de 2022 e os trabalhos periciais foram concluídos em abril de 2023, cujo laudo pericial demonstrou a validade e solidez do procedimento tarifário da ANEEL. Em novembro de 2023 foi proferida sentença acatando parcialmente os pedidos iniciais para que seja impedida a inserção de perdas não-técnicas na tarifa, porém somente a partir do trânsito em julgado da decisão. Em janeiro de 2024 a Companhia interpôs recurso de apelação contra a sentença. Caso sobrevenha decisão final desfavorável, nos termos em que disposta (sem determinação de devolução de valores), o montante correspondente às perdas não-técnicas deverá ser excluído da tarifa nas futuras revisões tarifárias posteriores ao trânsito em julgado. Considerando o atual estágio do processo e o conteúdo da decisão, não é passível de se quantificar, no momento, os montantes relacionados ao caso. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2023 esse processo estava avaliado no montante atualizado de R\$ 1.223.540, e diante do exposto, devido a movimentação processual o montante passou a ser inestimável, justificando parte da redução do saldo do total de causa cíveis. A possibilidade de perda da Companhia na ação foi classificada como possível pelo escritório que patrocina a ação.
- (a) **ENDICON – Indenização por perdas e danos em função de rescisão contratual:** a empreiteira, ex-fornecedora da Companhia, demanda indenização pela rescisão contratual. Alega que uma sucessão de eventos ocorridos nos contratos com a Companhia resultou em desequilíbrio econômico-financeiro e prejuízos materiais e morais. A Companhia apresentou sua defesa em dezembro de 2021 o processo encerrou a fase postulatória e deu início a fase probatória. Caso sobrevenha decisão final desfavorável, a condenação pode envolver uma eventual indenização. O valor envolvido neste processo atualizado em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 223.211 (R\$ 194.256 em 31 de dezembro de 2023).

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



- (c) MPCE/DECON – Apuração das denúncias sobre falta de energia em vários Municípios durante o Reveillon: O Ministério Público do Estado do Ceará, por meio do Programa Estadual de Proteção e Defesa do Consumidor – DECON/CE apurou denúncias sobre falta de energia em vários Municípios no Estado do Ceará, durante as festividades do ano novo em destinos turísticos do Estado. Após esclarecimentos da Companhia, em 25 de abril de 2024, houve decisão administrativa em 1º grau com aplicação de multa no valor de 1.728.000 UFIRCE (aproximadamente R\$ 9.935). A Companhia apresentou recurso administrativo em 02 de maio de 2024, em que se aguarda decisão do órgão colegiado.
- (d) MPCE/DECON – Apuração de violação à Resolução Normativa nº 1.000/2021 da ANEEL, além de diversos artigos do Código de Defesa do Consumidor (CDC), bem como do contrato de concessão: O Ministério Público do Estado do Ceará, por meio do Programa Estadual de Proteção e Defesa do Consumidor – DECON/CE, afirmou sobre a insatisfação dos consumidores da Concessionária por meio da má posição da empresa no ranking de reclamações fundamentadas do DECON, baixo desempenho na plataforma 'consumidor.gov.br' e várias ocorrências registradas com aplicação de diversas penalidades pela ARCE e ANEEL. Após esclarecimentos da Companhia, houve decisão administrativa em 1º e 2º grau, determinando o pagamento de 3.000.000 UFIRCE (aproximadamente R\$ 17.248). Finalizado o processo administrativo, em 20 de junho de 2024 fora protocolada ação anulatória com deferimento de liminar para suspensão da multa até que o mérito seja discutido.

21.2.3 Processos fiscais

21.2.3.1 Temas estaduais

No âmbito estadual, a Companhia discute substancialmente: (i) base cadastral de consumidores isentos, imunes e não tributáveis; (ii) crédito oriundo da aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado e transferência de créditos; (iii) cancelamento de faturas; (iv) estorno de crédito – consumidor baixa renda e outros; (v) valor do imposto em determinadas operações; (vi) energia adquirida para consumo próprio; (vii) diferença entre valores contabilizados e valores informados nas declarações fiscais, (viii) ICMS sobre Fundo Estadual de Combate à Pobreza de clientes isentos e ICMS de alguns clientes de geração distribuída. Os montantes envolvidos, em todos os casos, incluídos os novos, totalizam R\$ 1.250.392 em 31 de dezembro de 2024 (R\$ 1.050.665 em 31 de dezembro de 2023).

A Companhia obteve êxito definitivo em um auto relacionado ao item (i) acima, com o cancelamento do débito no montante de R\$ 11.900.

21.2.3.2 Temas municipais

No âmbito fiscal municipal, a Companhia possui processos judiciais e administrativos com os municípios de Fortaleza e Iguatu referentes ao ISS no valor atualizado de R\$ 56.376 e R\$ 5.842 em 31 de dezembro de 2024 (R\$ 62.131 e R\$ 5.508 em 31 de dezembro de 2023).

Há ainda autos de infração lavrados pelos municípios de Sobral, Ipueiras, Parambu, Caucaia, Cascavel, Várzea Alegre e outros que discutem valores de contribuição de iluminação pública - CIP. O valor total atualizado desses autos, em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 114.076 (R\$ 105.908 em 31 de dezembro de 2023).

21.2.3.3 Temas federais

No âmbito federal, a Companhia possui processos administrativos e judiciais referentes a IRPJ, CSLL, PIS, COFINS e PASEP. O valor total atualizado desses casos é de R\$ 57.006 em 31 de dezembro de 2024 (R\$ 55.199 em 31 de dezembro de 2023).

21.2.4 Processos regulatórios

- (a) AI 002/2024-ARCE-SFT: A Companhia recebeu em 06 de agosto de 2024 o Auto de Infração AI

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



002/2024- ARCE-SFT, referente ao processo fiscalizatório sobre o Tema Continuidade do Fornecimento de Energia Elétrica (Item IV da Fiscalização Técnica e Comercial), em detrimento da Não Conformidade NC.1 - por não prestar serviço adequado, no que concerne ao fornecimento de energia elétrica aos consumidores da área de concessão afetados por interrupções no fornecimento de energia elétrica, a Distribuidora não observou o disposto na Cláusula Quinta do Contrato de Concessão nº 01/98-ANEEL e no art.4º da Resolução Normativa ANEEL nº 1000/2021. A ARCE decidiu pela aplicação da penalidade de multa no valor total de R\$ 28.550. Em 16 de Agosto de 2024 a Companhia interpôs recurso administrativo contra o Auto de Infração nº 0002/2024-ARCE/SFT. A avaliação de êxito da Companhia na ação foi classificada como possível.

- (b) AI 0003/2024-ARCE-SFT: A Companhia recebeu em 12 de novembro de 2024 o Auto de Infração 0003/2024-ARCE-SFT referente ao processo fiscalizatório realizado no período de 11 a 31 de janeiro de 2023, que teve como objetivo avaliar os procedimentos da Companhia quanto ao atendimento às obras de responsabilidade da distribuidora ou cujo custeio seja de responsabilidade do interessado em toda sua área de concessão e excluídas aquelas decorrentes de pedido de fornecimento inicial. Em 17 de junho de 2024, por meio do Ofício OF/CEE/42/2024, a Companhia foi cientificada do Termo de Notificação nº 3/2024-ARCE-SFT relativo ao Relatório de Fiscalização nº RF/CEE/7/2024, no qual foi registrada 4 (quatro) constatações, 4 (quatro) não conformidade e 2 (duas) determinações. Nos termos dos artigos 21 e 22 da REN nº 846, de 2019, a ARCE decidiu pela aplicação da penalidade de multa no valor total de R\$ 10.289.
- (c) AI 0004/2024-ARCE-SFT: A Companhia recebeu em 12 de dezembro de 2024 o Auto de Infração 0004/2024-ARCE-SFT referente a fiscalização realizada no período 08 de abril a 05 de julho de 2024, e teve como objetivo avaliar a prestação de serviço adequado quanto ao cumprimento dos prazos para atendimento a pedidos de conexão de micro e minigeração de geração distribuída (MMGD), no período de janeiro de 2021 a dezembro de 2023, e a observância dos aspectos regulatórios, levando em consideração o disposto nos Procedimentos de Distribuição. Em 11 de julho de 2024, por meio do Ofício OF/CEE/50/2024, a Companhia foi cientificada do Termo de Notificação nº 004/2024-ARCE-SFT relativo ao Relatório de Fiscalização nº RF/CEE/10/2024, no qual foi registrada 1 (uma) constatação, dividida em 4 etapas, e 1 (uma) não conformidade. Nos termos dos artigos 21 e 22 da REN nº 846, de 2019, a ARCE decidiu pela aplicação da penalidade de multa no valor total de R\$ 19.395.
- (d) AI 0032/2018-ARCE-SFE: A Companhia recebeu auto de infração no montante de R\$ 5.519, referente ao tema de geração distribuída, o qual teve decisão administrativa final desfavorável à Companhia. Em Outubro de 2020 a Companhia ajuizou ação anulatória com pedido de liminar contra a penalidade aplicada, tendo sido proferida decisão deferindo a liminar em novembro de 2020.
- (e) AI AI-0097/2012-C-SFE: A Companhia recebeu auto de infração no montante de R\$ 1.169, referente ao tema de Base de Remuneração, o mesmo teve decisão administrativa final desfavorável à Companhia. Em outubro de 2016 a Companhia ajuizou ação anulatória com pedido de liminar contra a penalidade aplicada, tendo sido proferida decisão deferindo a liminar em outubro de 2016. Em julho de 2019 foi proferida sentença desfavorável a Companhia contra a qual foi apresentado recurso de apelação. Em outubro de 2019, foi deferido pedido da Companhia de efeito suspensivo e aguarda-se decisão ao recurso de apelação.

22. Patrimônio líquido

22.1 Capital social

Em 31 de dezembro de 2024, o capital social é de R\$ 1.388.347 (R\$ 1.282.347 em 31 de dezembro de 2023). Em 25 de abril de 2024, conforme deliberado em Assembleia Geral Extraordinária, foi realizado o aumento de capital no montante de R\$ 106.000, via capitalização de reservas, sem emissão de ações, totalmente integralizado em ações ordinárias e sem valor nominal. A composição acionária é como segue:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Composição acionária em 31 de dezembro de 2024:

	Ações ordinárias (em unidade)				Ações preferenciais (em unidade)				Total (em unidades)	
	Total ações ordinárias		Classe A		Classe B		Total ações preferenciais		Ordinárias e preferenciais	
Enel Brasil S.A.	47.064.245	97,91%	10.588.006	37,48%	424	0,03%	10.588.430	35,55%	57.652.675	74,05%
Eletrobrás	27.543	0,06%	3.970.308	14,05%	1.533.222	99,91%	5.503.530	18,48%	5.531.073	7,10%
Minoritários	976.149	2,03%	13.694.368	48,47%	1.016	0,07%	13.695.384	45,98%	14.671.533	18,84%
Total	48.067.937	100,00%	28.252.682	100,00%	1.534.662	100,00%	29.787.344	100,00%	77.855.281	100,00%

Composição acionária em 31 de dezembro de 2023:

	Ações ordinárias (em unidade)				Ações preferenciais (em unidade)				Total (em unidades)	
	Total ações ordinárias		Classe A		Classe B		Total ações preferenciais		Ordinárias e preferenciais	
Enel Brasil S.A.	47.064.245	97,91%	10.588.006	37,48%	424	0,03%	10.588.430	35,55%	57.652.675	74,05%
Eletrobrás	27.543	0,06%	3.970.308	14,05%	1.533.222	99,91%	5.503.530	18,48%	5.531.073	7,10%
Outros	976.149	2,03%	13.694.386	48,47%	1.016	0,07%	13.695.402	45,98%	14.671.551	18,84%
Total	48.067.937	100,00%	28.252.700	100,00%	1.534.662	100,00%	29.787.362	100,00%	77.855.299	100,00%

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

22.2 Dividendos mínimos obrigatórios (por classe de ação):

Da parcela do dividendo mínimo obrigatório, primeiro serão destinados de forma igualitária os montantes necessários para o preenchimento do dividendo prioritário atribuído às ações preferenciais de Classes A e B, uma vez que o estatuto social da companhia assegura a prioridade no recebimento do dividendo mínimo, não cumulativo, de 6% para as ações preferenciais de Classe A e 10% para as ações preferenciais de Classe B, calculados sobre o valor proporcional do capital social atribuído à respectiva classe. As ações ordinárias não têm prioridade no recebimento dos dividendos, dessa forma, o dividendo mínimo das ações ordinárias são determinados após a destinação do valor do dividendo das ações preferencias A e B.

Os dividendos mínimos obrigatórios, considerando a remuneração mínima obrigatória correspondente às ações preferenciais A e B, é como segue:

	Dividendos prioritários sobre o Capital Social		Dividendos Mínimos Obrigatórios	
	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2024	31.12.2023
Ações Ordinárias	-	-	72.923	44.648
Ações Preferenciais A	30.229	27.921	30.229	27.921
Ações Preferenciais B	2.737	2.528	2.737	2.528
Saldo Final	32.966	30.449	105.889	75.097

Adiantamento para futuro aumento de capital – AFAC

Em Reunião do Conselho de Administração realizada em 20 de junho de 2024 foi aprovado o adiantamento para futuro aumento de capital (AFAC), pela acionista Enel Brasil S.A. O AFAC foi recebido integralmente em 20 e 26 de junho de 2024, sendo R\$ 170.000 e R\$ 410.580 respectivamente. O instrumento particular de AFAC, foi firmado entre a Companhia e a Controladora Enel Brasil S.A, de maneira irrevogável e irretratável, e a capitalização do montante total de R\$ 580.580 foi aprovada em reunião do Conselho de Administração, realizada no dia 28 de novembro de 2024.

Em fato relevante de 16 de janeiro de 2025, a Companhia comunicou que em razão de decisão de tutela cautelar antecipada concedida nos autos do processo nº 0200893-88.2025.8.06.0001, pelo juízo da 3ª Vara Empresarial, de Recuperação de Empresas e de Falências do Estado do Ceará, ficam suspensos os efeitos do aumento de capital da Companhia no valor de R\$580.580 deliberado em 28 de novembro de 2024 pelo Conselho de Administração, dentro do limite do capital autorizado, objeto do Aviso aos Acionistas datado de 9 de dezembro de 2024, até ulterior deliberação do juízo. Referida tutela foi solicitada por Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras.

A Companhia está tomando as medidas necessárias visando à reversão da medida judicial descrita acima e manterá os seus acionistas, investidores e o mercado em geral atualizado sobre o andamento da questão.

22.3 Capital autorizado

Na forma do disposto no artigo 168 da Lei nº 6.404/76, o estatuto social, em seu artigo 5º, parágrafo primeiro, prevê que a Companhia poderá, por deliberação do Conselho de Administração, aumentar o seu capital social em até 300.000.000.000 de ações sem valor nominal, sendo 100.000.000.000 ações ordinárias, 193.352.996.180 ações preferenciais Classe A e 6.647.003.820 ações preferenciais Classe B. Salvo deliberação em contrário do Conselho de Administração, os acionistas não terão direito de preferência em qualquer emissão de ações, notas promissórias para distribuição pública, debêntures conversíveis em ações, ou bônus de subscrição, cuja colocação seja feita mediante venda em bolsa de valores, subscrição pública ou permuta por ações em oferta de aquisição de controle, nos termos do artigo 172 da Lei nº 6.404/76.

22.4 Reserva legal

O estatuto social da Companhia prevê que do lucro líquido anual serão deduzidos 5% para constituição de reserva legal, a qual não poderá exceder 20% do capital social corrigido anualmente. De acordo com a

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



legislação societária, a Companhia não constituiu reserva legal nos períodos apresentados, visto que o saldo dessa reserva, acrescido do montante das reservas de capital excederam 30% do capital social.

22.5 Reserva de capital de giro

É composto pela parcela de lucros não distribuídos aos acionistas. A reserva de reforço de capital de giro é criada somente depois de considerados os requisitos de dividendo mínimo e seu saldo não podem exceder 100% do montante do capital subscrito, conforme os termos do artigo 29, § d, do estatuto social da Companhia. A reserva de reforço de capital de giro pode ser usada na absorção de prejuízos, se necessário, para capitalização, pagamento de dividendos ou recompra de ações.

22.6 Reserva de incentivo fiscal

O saldo da reserva de incentivo fiscal apurado até 31 de dezembro de 2007 no montante de R\$ 106.323 foi mantido como reserva de capital e somente poderá ser utilizado conforme previsto na Lei no 12.973/2014.

Em 14 de dezembro de 2016, a Companhia renovou o benefício fiscal da Sudene - Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste, que reduz 75% do imposto de renda e adicionais não restituíveis, calculado sobre o lucro da exploração, referente à atividade de distribuição de energia.

22.7 Outros resultados abrangentes

A Companhia reconhece como outros resultados abrangentes a parte eficaz dos ganhos ou perdas dos instrumentos financeiros derivativos classificados como hedge de fluxo de caixa, bem como os ganhos e perdas atuariais oriundos de alterações nas premissas ou nos compromissos dos planos de benefício definido. Vale ressaltar que anualmente como parte do processo de destinação do resultado do exercício, a Companhia absorve em prejuízos acumulados todo o impacto das avaliações atuariais registradas em outros resultados abrangentes.

	31.12.2024	31.12.2023
Outros resultados abrangentes - benefício pós emprego	4.795	(20.933)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(1.630)	7.117
Ganhos/perdas atuariais, líquidos	3.165	(13.816)
Outros resultados abrangentes - derivativos	(1.177)	(9.515)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	400	3.235
Instrumentos financeiros derivativos, líquidos	(777)	(6.280)
Realização para lucros acumulados	(3.165)	13.816
Total	(777)	(6.280)

22.8 Destinação de Resultados

O estatuto social da Companhia estabelece a distribuição de dividendos mínimos obrigatórios correspondentes a 25% do lucro líquido ajustado. Adicionalmente, de acordo com o estatuto social, compete ao Conselho de Administração deliberar sobre o pagamento de juros sobre o capital próprio e de dividendos intermediários e/ou intercalares.

A Companhia pode distribuir juros a título de remuneração sobre o capital próprio, nos termos do Artigo 9º, parágrafo 7º da Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995, os quais são dedutíveis para fins fiscais.

Os dividendos e juros sobre o capital próprio não reclamados no prazo de três anos são revertidos para a conta de "lucros (prejuízos) acumulados" para nova destinação, conforme previsto na legislação societária.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

	31.12.2024	31.12.2023
Lucro líquido do exercício	464.914	315.476
(-) Incentivo fiscal	(32.572)	(15.212)
(-) Reserva legal	(8.989)	-
(+) Dividendos prescritos	202	125
Lucro líquido do exercício ajustado	423.555	300.389
Dividendo mínimo obrigatório	(105.889)	(75.097)
Outros resultados abrangentes (benefício pós-emprego)	3.165	(13.816)
Reserva para reforço de capital de giro	(320.831)	(211.476)
Total	-	-

(a) O montante de R\$ 320.831 destinado como reserva para reforço de capital de giro ultrapassaria o limite previsto no art. 199 da Lei nº 6.404/76. Desse modo, será proposto para aprovação em AGO a capitalização parcial desse valor no montante de R\$ 164.553. O montante remanescente de R\$ 156.277 permanecerá na reserva para reforço de capital de giro.

Aprovação do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2023

Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária - AGOE realizada em 30 de abril de 2024 foram aprovadas as demonstrações financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023, considerando que a Companhia registrou lucro passível de distribuição no montante de R\$ 301.785, tendo sido destinado R\$ 75.097 para pagamento de dividendos e o montante restante, abatido pelo valor de R\$ 13.816 correspondente ao resultado de benefício pós-emprego (ganho atuarial), R\$ 211.476 destinado a reserva de reforço de capital de giro. Desse valor destinado a reserva de reforço de capital de giro, R\$ 106.000 já foram capitalizados.

22.9 Dividendos a pagar

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia possui saldo de dividendos a pagar, no montante de R\$ 147.565. O referido saldo será liquidado conforme disponibilidade de caixa da Companhia e não é prevista incidência de qualquer atualização monetária.

	31.12.2024	31.12.2023
Saldo inicial	93.296	191.983
<u>Efeito não caixa</u>		
Dividendos prescritos	(202)	(125)
Dividendo mínimo obrigatório	105.889	75.097
<u>Efeito caixa</u>		
Dividendos pagos	(20.860)	(173.659)
Saldo final	178.123	93.296

23. Resultado por ação

A Companhia efetua os cálculos do lucro por ação básico e diluído utilizando a quantidade média ponderada de ações ordinárias e preferenciais totais em circulação, durante o período correspondente ao resultado conforme pronunciamento técnico CPC 41/IAS 33. O lucro básico por ação é calculado pela divisão do lucro líquido do exercício pela média ponderada da quantidade de ações emitidas. O lucro básico por ação equivale ao lucro por ação diluído, haja vista que não há instrumentos financeiros com potencial dilutivo. Os resultados por ação de exercícios anteriores são ajustados retroativamente, quando aplicável, para refletir eventuais capitalizações de bônus, agrupamentos ou desdobramentos de ações.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



	2024	2023
Lucro líquido do exercício	464.914	315.476
<u>Numerador (em R\$ mil)</u>		
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas da Companhia		
Lucro disponível aos acionistas ordinários	287.038	194.775
Lucro disponível aos acionistas preferenciais - Classe A	168.717	114.486
Lucro disponível aos acionistas preferenciais - Classe B	9.159	6.215
<u>Denominador (em unidades de ações)</u>		
Número de ações ordinárias	48.067.937	48.067.937
Número de ações preferenciais - Classe A	28.252.682	28.252.700
Número de ações preferenciais - Classe B	1.534.662	1.534.662
<u>Percentual por ação</u>		
Ação ordinária	61,74%	61,74%
Ação preferencial - Classe A	36,29%	36,29%
Ação preferencial - Classe B	1,97%	1,97%
<u>Resultado básico e diluído por ação (em R\$)</u>		
Ação ordinária	3,6868	2,5018
Ação preferencial - Classe A	2,1671	1,4705
Ação preferencial - Classe B	0,1176	0,0798

24. Receita líquida

A receita pode ser originada de um contrato com cliente ou outros tipos de receita, incluindo somente os ingressos de benefícios econômicos recebidos e a receber pela Companhia. As quantias cobradas por conta de terceiros, tais como tributos sobre vendas não são benefícios econômicos, portanto, não estão apresentadas nas demonstrações de resultado.

O reconhecimento da receita originada de um contrato com cliente ocorre conforme CPC 47 – Receita de Contrato com Cliente (“CPC 47”) e é composto por cinco passos, cujos valores devem refletir a contraprestação à qual a entidade espera ter direito em troca da transferência de bens ou serviços a um cliente. Uma receita não é reconhecida se houver uma incerteza significativa sobre a sua realização.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Nota	2024			2023		
	Número de unidades consumidoras(*)	MWh(*)	R\$	Número de unidades consumidoras(*)	MWh(*)	R\$
Receita de prestação de serviço de distribuição de energia elétrica						
Classe de consumidores						
Residencial	3.716.061	5.854.235	3.501.862	3.683.803	5.401.993	3.049.439
Industrial	5.756	355.188	832.500	6.387	433.353	849.346
Comercial	182.690	1.366.913	1.631.277	188.311	1.434.288	1.667.371
Rural	391.769	1.075.125	754.170	474.190	1.187.705	951.329
Poder público	36.610	775.229	704.922	35.105	742.858	675.397
Iluminação pública	12.206	618.194	182.593	12.091	623.168	240.638
Serviço público	5.183	251.833	253.526	5.084	258.575	251.815
Suprimento e revenda	2	14.588	940	2	13.542	995
Transferência para atividades de distribuição	-	-	(4.216.275)	-	-	(4.003.415)
Total faturado	4.350.277	10.311.305	3.645.515	4.404.973	10.095.482	3.682.915
Outras receitas originadas de contratos com clientes						
Fornecimento não faturado	24.3	-	558.507	-	-	531.563
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (cativo)	24.3	-	4.216.275	-	-	4.003.415
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD (livre)	24.2	1.634	604.179	934	2.925.601	516.608
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD - consumidores cativos e livres	-	-	(52.831)	-	-	(42.320)
Total de receitas originadas de contratos com clientes	4.351.911	13.662.405	8.971.645	4.405.907	13.021.083	8.692.181
Outras receitas	24.5					
Subvenção de recursos da CDE	24.6	-	404.495	-	-	229.851
Subvenção baixa renda	-	-	506.159	-	-	441.737
Ativo e passivo financeiro setorial	-	-	(85.454)	-	-	568.607
Atualização do ativo financeiro da concessão	-	-	306.046	-	-	401.356
Receita de construção	24.4	-	1.497.096	-	-	1.266.762
Outras receitas	-	-	214.176	-	-	192.216
Total de outras receitas	-	-	2.842.518	-	-	3.100.529
Receita operacional bruta	4.351.911	13.662.405	11.814.163	4.405.907	13.021.083	11.792.710
Deduções da receita						
Eficiência energética - P&D, FNDCT e EPE	-	-	(65.640)	-	-	(68.570)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	-	(673.958)	-	-	(697.463)
Encargos do consumidor - CCRBT	-	-	(131.021)	-	-	951
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TSEE	-	-	(10.610)	-	-	(10.562)
ICMS	-	-	(1.703.556)	-	-	(1.584.340)
COFINS	-	-	(641.667)	-	-	(659.888)
PIS	-	-	(139.309)	-	-	(143.265)
ISS	-	-	(6.273)	-	-	(6.279)
Total deduções da receita	-	-	(3.372.034)	-	-	(3.169.416)
Total	4.351.911	13.662.405	8.442.129	4.405.907	13.021.083	8.623.294

(*) Não auditado pelos auditores independentes.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

**24.1 Receita de prestação de serviços de distribuição de energia elétrica**

Os serviços de distribuição de energia elétrica estão suportados pelos contratos de adesão (consumidores de baixa tensão) e contratos de compra de energia regulada para consumidores de média e alta tensão. A medição é realizada conforme calendário de leitura estabelecido pela Companhia e o cumprimento da obrigação de desempenho se dá através da entrega de energia elétrica, ocorrida em um determinado período. O faturamento dos serviços de distribuição de energia elétrica é, portanto, efetuado mensalmente de acordo com esse calendário, sendo a receita registrada pelo valor justo da contraprestação a ser recebida no momento em que as faturas são emitidas, utilizando as tarifas de energia homologadas pela ANEEL. Com a finalidade de adequar o consumo ao período de competência, os serviços prestados entre a data da leitura e o encerramento de cada mês são registrados através de estimativa - vide nota explicativa nº 25.3.

24.2 Receita pela disponibilidade da rede elétrica - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)

A receita de Fornecimento de Energia e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) são reconhecidas quando é provável que os benefícios econômicos associados às transações fluirão para a Companhia. As receitas são mensuradas com base na contraprestação especificada no contrato com o cliente (consumo de energia, demanda contratada e/ou uso do sistema de distribuição). Estas receitas são reconhecidas quando é transferido o controle sobre o produto ou serviço ao cliente, ou seja, quando a energia é entregue ao cliente consumidor e/ou quando o consumidor utiliza o sistema de distribuição.

A Companhia reconhece a receita pela disponibilização da infraestrutura da rede elétrica de distribuição a seus clientes (livres e cativos) e o valor justo da contraprestação é calculada conforme tarifa de uso do sistema (TUSD), a qual é definida pela ANEEL. Essa receita é constituída pela compensação dos custos relativos ao uso do sistema de distribuição que estão inseridos na TUSD.

A receita pela disponibilidade da rede elétrica é registrada de forma líquida das compensações pagas aos consumidores, relativas aos indicadores de continuidade individuais DIC, FIC, DMIC e DICRI. Tais indicadores refletem a qualidade da infraestrutura da rede de energia elétrica de distribuição prestada aos clientes (livre e cativo). Indicam a duração e frequência da interrupção de energia, assim como a duração máxima (tolerância) que o consumidor pode ter o fornecimento de energia interrompido. Quando esses indicadores ultrapassam as metas estabelecidas pela ANEEL, os consumidores recebem uma compensação financeira na fatura de energia, caracterizando uma contraprestação variável. A Companhia efetua o ressarcimento ao cliente, através de crédito na fatura, em até dois meses após a ocorrência.

Uso de estimativas**24.3 Receita não faturada**

O cálculo da receita não faturada, para clientes cativos, referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / nº de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%). Para os clientes livres, o cálculo considera a média de consumo e tarifa dos últimos três meses.

24.4 Receita de construção

A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão ("ICPC 01") estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e Interpretação Técnica ICPC 17 – Contrato de Concessão ("ICPC 17"), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão.

A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual à zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo de contrato é registrada no resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

24.5 Outras receitas

A Companhia possui outras fontes de receita de atividades relacionadas com a concessão de serviço público, podendo ser inerentes ao serviço de distribuição, tais como serviços cobráveis, ou atividades acessórias, como arrecadação de convênios. O reconhecimento de receitas é registrado conforme contrato entre as partes e cumprimento da obrigação de desempenho com o cliente, cujas tarifas podem ser acordadas entre as partes dependendo da natureza do serviço ou homologadas pela ANEEL.

24.6 Subvenção de recursos da CDE

Receita reconhecida em decorrência dos subsídios incidentes nas tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, incluindo subsídios de baixa renda, que são reembolsados pela CCEE. O saldo a receber está contabilizado na rubrica “Créditos a receber – subvenção e Outros” - vide nota explicativa nº 7.

24.7 Ativo e passivo financeiro setorial

Os ativos e/ou passivos financeiros originados das diferenças apuradas de itens da Parcela A e outros componentes financeiros em cada período contábil devem ter como contrapartida a adequada rubrica de receita de venda de bens e serviços, no resultado do exercício, representando o diferimento e amortização, conforme demonstrado na nota explicativa nº 8.

24.8 Impostos sobre vendas

As receitas de vendas estão sujeitas aos seguintes impostos e contribuições, pelas seguintes alíquotas básicas:

- Programa de Integração Social (PIS) - 1,65% para venda de energia elétrica e sobre a prestação de serviços;
- Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) 7,60% sobre a venda de energia elétrica e sobre a prestação de serviços;
- Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - para as classes comercial, industrial, residencial, poder público, serviço público e rural a alíquota é única de 20%, para a classe residencial com consumo até 50kw, residencial da sub classe baixa renda com consumo de 51kw a 140kw, para a classe rural que se enquadra nas condições previstas no Decreto 32.847/18, para a classe de poder público da administração direta do Estado, suas autarquias e fundações, possuem isenção do ICMS.

Esses tributos são deduzidos das receitas de vendas, as quais estão apresentadas na demonstração de resultado pelo seu valor líquido.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

**25. Custos e despesas operacionais (incluindo outras receitas)**

							2024
	Nota	Custo	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Perda por redução ao valor recuperável	Outras receitas operacionais	Total
Pessoal		(167.137)	-	(40.281)	-	-	(207.418)
Material		(35.197)	-	(2.462)	-	-	(37.659)
Serviço de terceiros		(584.651)	(17.682)	(68.631)	-	-	(670.964)
Serviço de terceiros - partes relacionadas	28	(247)	-	(422)	-	-	(669)
Energia elétrica comprada para revenda		(2.955.203)	-	-	-	-	(2.955.203)
Energia elétrica comprada para revenda - partes relacionadas	28	(82.475)	-	-	-	-	(82.475)
Encargos do uso do sistema de transmissão		(829.646)	-	-	-	-	(829.646)
Aluguéis e arrendamentos		(17.992)	-	-	-	-	(17.992)
Seguros		(1.156)	-	(108)	-	-	(1.264)
Depreciação e amortização		(590.825)	-	(21.784)	-	-	(612.609)
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa		-	-	-	(77.205)	-	(77.205)
Perda de recebíveis de clientes		-	-	-	(117.774)	-	(117.774)
Custo de construção		(1.497.096)	-	-	-	-	(1.497.096)
Provisões para processos judiciais e outros riscos		-	-	(70.780)	-	-	(70.780)
Receita de multas por impontualidade de clientes		-	-	-	-	73.199	73.199
Taxas e contribuições		(1.705)	-	-	-	-	(1.705)
Outras despesas operacionais		(73.864)	-	(23.238)	-	(4.429)	(101.531)
Total		(6.837.194)	(17.682)	(227.706)	(194.979)	68.770	(7.208.791)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



2023

	Nota	Custo	Despesas com vendas	Despesas gerais e administrativas	Perda por redução ao valor recuperável	Outras receitas operacionais	Total
Pessoal		(149.065)	-	(54.850)	-	-	(203.915)
Material		(42.988)	-	(1.100)	-	-	(44.088)
Serviço de terceiros		(696.067)	(25.101)	(33.674)	-	-	(754.842)
Serviço de terceiros - partes relacionadas	28	-	-	(177)	-	-	(177)
Energia elétrica comprada para revenda		(3.403.768)	-	-	-	-	(3.403.768)
Energia elétrica comprada para revenda - partes relacionadas	28	(28.798)	-	-	-	-	(28.798)
Encargos do uso do sistema de transmissão		(804.637)	-	-	-	-	(804.637)
Depreciação e amortização		(493.201)	-	(16.785)	-	-	(509.986)
Custo na desativação de bens		(52.674)	-	-	-	-	(52.674)
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa		-	-	-	(404.608)	-	(404.608)
Perda de recebíveis de clientes		-	-	-	206.817	-	206.817
Custo de construção		(1.266.762)	-	-	-	-	(1.266.762)
Provisões para processos judiciais e outros riscos		-	-	(47.521)	-	-	(47.521)
Receita de multas por impontualidade de clientes		-	-	-	-	64.797	64.797
Taxas e contribuições		(1.259)	-	-	-	-	(1.259)
Outras despesas operacionais		(81.669)	-	(43.060)	-	(301)	(125.030)
Total		(7.020.888)	(25.101)	(197.167)	(197.791)	64.496	(7.376.451)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

**25.1 Custo do serviço de energia elétrica****25.1.1 Energia elétrica comprada para revenda**

	Nota	2024	2023
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE		(146.423)	(162.653)
Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR's		(2.193.741)	(2.852.762)
Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR's - partes relacionadas	28	(70.175)	(16.942)
Regime de Contas de Garantia - CCGF		(341.111)	(363.268)
Regime de Contas de Garantia - CCGF - partes relacionadas		(12.300)	(11.856)
Eletrobrás Termonuclear S.A. - Eletronuclear		(144.452)	(139.869)
Risco hidrológico		(140.073)	(30.254)
Exposição involuntária		(11.743)	(26.361)
Geração distribuída	25.1.2.1	(109.749)	-
Outros		(2.346)	(2.271)
(-) Crédito de PIS e COFINS		257.168	310.007
		(2.914.945)	(3.296.229)
Energia elétrica comprada para revenda - PROINFA		(122.733)	(136.337)
Total		(3.037.678)	(3.432.566)

25.1.1.1 A geração distribuída permite o consumidor gerar energia e utilizar essa geração como crédito no seu consumo. Embora as regras de devolução ao consumidor pela geração distribuída não estejam consolidadas, a Companhia reconheceu provisão, com base em sua melhor estimativa no valor de R\$ 109.749.

25.1.2 Encargos do uso do sistema de transmissão

	Nota	2024	2023
Uso da rede elétrica		(601.267)	(568.240)
Uso da rede elétrica - partes relacionadas	28	-	(1.103)
Encargos do Serviço do Sistema - ESS / EER		(287.304)	(275.836)
Encargos de conexão		(54.469)	(47.147)
(-) Crédito de PIS e COFINS		113.394	87.689
Total		(829.646)	(804.637)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

**26. Resultado financeiro**

	2024	2023
<u>Receitas financeiras</u>		
Renda de aplicações financeiras	19.151	40.516
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	58.088	64.402
Dívida - marcação a mercado	107.874	5.773
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - marcação a mercado	-	57.739
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - juros	2.923	2.121
Juros fundo de pensão	18	20
Atualização monetária de ativos financeiros setoriais	40.266	37.391
Atualização monetária dos depósitos judiciais	2.514	1.661
Outras receitas financeiras	16.996	5.731
(-) PIS e COFINS sobre receitas financeiras	(7.201)	(7.885)
	240.629	207.469
<u>Despesas financeiras</u>		
Dívida - marcação a mercado	-	(66.465)
Custo de transação	(11.010)	(12.524)
Encargos de dívidas	(275.601)	(181.077)
Variação monetária - debêntures	(56.734)	(70.271)
Variação monetária de processos judiciais e outros	(38.914)	(42.350)
Encargos fundo de pensão	(10.458)	(8.552)
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - marcação a mercado	(93.283)	(1.670)
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - juros	(58.691)	(146.817)
Juros capitalizados transferidos para o ativo contratual	20	61
Cartas de fiança e seguros em garantia	(6.906)	(4.705)
Imposto sobre operações financeiras - IOF	(24.308)	(9.609)
Atualização monetária de P&D e eficiência energética	(6.982)	(3.539)
Atualização monetária de ativos financeiros setoriais	(63.572)	(67.198)
Juros sobre obrigações de arrendamento	(8.242)	(5.589)
Juros debêntures	(256.083)	(316.347)
Atualizações de impostos	(6.776)	(13.164)
Outras despesas financeiras	(58.536)	(49.292)
	(976.076)	(999.108)
<u>Variações cambiais líquidas</u>		
Variações cambiais de dívidas	(210.393)	114.799
Variações cambiais de instrumentos financeiros derivativos	210.368	(114.393)
Outras variações cambiais	(2.288)	854
	(2.313)	1.260
Total	(737.760)	(790.379)

27. Imposto de renda e contribuição social

O imposto de renda e a contribuição social do exercício corrente e diferido são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R\$ 240 para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real do exercício.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



A despesa com imposto de renda e contribuição social compreende os impostos de renda e contribuição social correntes e diferidos. O imposto corrente e o imposto diferido são reconhecidos no resultado a menos que estejam relacionados à combinação de negócios ou a itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido ou em outros resultados abrangentes.

(a) Imposto corrente

A despesa de imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber estimado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício e qualquer ajuste aos impostos a pagar com relação aos exercícios anteriores. O montante dos impostos correntes a pagar ou a receber é reconhecido no balanço patrimonial como ativo ou passivo fiscal pela melhor estimativa do valor esperado dos impostos a serem pagos ou recebidos que reflete as incertezas relacionadas a sua apuração, se houver. Ele é mensurado com base nas taxas de impostos decretadas na data do balanço. Os ativos e passivos fiscais correntes são compensados somente se certos critérios forem atendidos.

A Companhia é tributada pelo regime de lucro real com recolhimentos por estimativa mensal.

A Administração avalia, periodicamente, a posição fiscal de situações que requeiram interpretações da regulamentação fiscal e estabelece provisões quando apropriado.

A composição da base de cálculo e dos saldos desses tributos é a seguinte:

Nota	2024		2023	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
<u>Composição dos tributos no resultado:</u>				
Na rubrica de tributos				
Correntes	(47.461)	29.881	(22.624)	(8.161)
Diferidos	(38.214)	(7.442)	(92.226)	(33.189)
Incentivo fiscal	32.572	-	15.212	-
Total	(53.103)	22.439	(99.638)	(41.350)
<u>Demonstração do cálculo dos tributos - despesa:</u>				
Resultado antes dos tributos	495.578	495.578	456.464	456.464
<u>Adições:</u>				
Gratificação a administradores	1.516	1.516	(2)	(2)
Perdão de dívida	24.218	24.218	486	486
Outras despesas indedutíveis	(34)	(34)	65	65
Doações	2.886	2.886	2.093	2.093
Multas indedutíveis	27.938	27.938	319	319
Total das adições	56.524	56.524	2.961	2.961
Base de cálculo	552.102	552.102	459.425	459.425
Alíquota nominal dos tributos	15,00%	9,00%	15,00%	9,00%
Alíquota adicional sobre o valor excedente a R\$ 20/mês	10,00%	-	10,00%	-
Despesa com tributos às alíquotas nominais	(138.002)	(49.689)	(114.850)	(41.350)
Incentivo Lei Rouanet	2.233	-	-	-
SUDENE	32.572	-	15.212	-
Créditos fiscais de anos anteriores	27.1 50.094	72.128	-	-
Total	(53.103)	22.439	(99.638)	(41.350)
Alíquota efetiva	10,72%	4,53%	21,83%	9,06%

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Impostos diferidos passivos são reconhecidos para todas as diferenças temporárias não tributáveis. Impostos diferidos ativos são reconhecidos para todas as diferenças temporárias dedutíveis, créditos e prejuízos tributários não utilizados, na extensão em que seja provável que lucros tributáveis futuros estejam disponíveis para que as diferenças temporárias possam ser realizadas e os créditos e prejuízos tributários possam ser utilizados.

A recuperação do saldo dos impostos diferidos ativos é revisada a cada encerramento de balanço ou em período inferior, quando ocorrer eventos relevantes que requeiram uma revisão. Quando não for mais provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis para permitir a recuperação de todo o ativo, ou parte dele, o saldo do ativo é ajustado pelo montante que se espera que seja recuperado, de acordo com o prazo máximo da concessão, considerando a sua renovação, vide nota 1.3. A expectativa de geração de lucros tributáveis futuros é determinada por estudo técnico.

Impostos diferidos ativos e passivos são mensurados à alíquota do imposto determinada pela legislação tributária vigente na data do balanço e que se espera ser aplicável na data de realização dos ativos ou liquidação dos passivos que geraram os tributos diferidos.

O imposto diferido é reconhecido de acordo com a transação que o originou, seja no resultado ou no patrimônio líquido.

Impostos diferidos ativos e passivos estão apresentados líquidos em razão dos impostos diferidos serem relacionados somente à Companhia e sujeitos à mesma autoridade tributária, além de haver um direito legal assegurando a compensação do ativo contra o passivo fiscal.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

**(b.1) Saldos acumulados dos tributos diferidos sobre diferenças temporárias, prejuízos fiscais e bases negativas, são como segue:**

		Balancos patrimoniais		Resultado	Outros resultados abrangentes		
	Nota	31.12.2024	31.12.2023	2024	2023	2024	2023
<u>Tributos diferidos ativos:</u>							
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		156.847	69.145	87.702	(145.272)	-	-
Arrendamento - CPC 06 (R2)		1.442	1.442	-	744	-	-
Prejuízo fiscal e base negativa	27.1	114.930	155.507	(40.577)	155.507	-	-
Provisão para processos judiciais e outros riscos		98.301	84.614	13.687	6.394	-	-
Provisão perda de bens		1.805	1.805	-	-	-	-
Benefício pós-emprego		66.069	67.699	-	7.117	(1.631)	7.117
Instrumentos financeiros derivativos		-	9.212	(9.212)	(39.651)	-	-
Instrumentos financeiros derivativos - PL		400	3.234	-	-	(2.834)	(3.909)
Provisão de compartilhamento		48.889	34.405	14.484	34.405	-	-
Outras provisões		39.151	32.682	6.469	(9.197)	-	-
		527.834	459.745	72.553	10.047	(4.465)	3.208
<u>Tributos diferidos passivos:</u>							
Correção Monetária Especial - CME e Complementar (CMC)		(1.324)	(1.354)	30	38	-	-
Ativo contratual da concessão		(613.608)	(503.336)	(110.272)	(142.103)	-	-
Desreconhecimento do passivo regulatório		13.950	7.733	6.217	5.641	-	-
Instrumentos financeiros derivativos		-	-	-	962	-	-
Instrumentos financeiros derivativos - PL		-	-	-	-	-	43
Instrumentos financeiros derivativos - Resultado		(10.560)	-	(10.560)	-	-	-
Realização do benefício fiscal da incorporação		-	-	(3.624)	-	-	-
		(611.542)	(496.957)	(118.209)	(135.462)	-	43
Total		(83.708)	(37.212)	(45.656)	(125.415)	(4.465)	3.251

27.1 Em dezembro de 2024, a Companhia amparada nas avaliações de seus assessores legais registrou (i) imposto a compensar no montante de R\$ 108.010, de saldo negativo referente a reapuração do ano de 2022 e 1º e 2º trimestres do ano de 2023, e (ii) R\$ 14.224 de tributo diferido ativo referente a reapuração dos anos de 2021 a 2024, ambos relacionados com a exclusão da atualização financeira da Taxa SELIC sobre o indébito tributário, referido na nota explicativa nº. 19, em razão do posicionamento do Supremo Tribunal Federal – STF, no sentido de que não incidem IRPJ e CSLL sobre a parcela da Taxa SELIC na repetição de indébitos tributários (Tema 962). A Companhia em 2024, após discussões setoriais e pareceres jurídicos reavaliou o êxito obtido em ação judicial em trâmite acerca do tema. Após trânsito em julgado da ação judicial, a companhia irá adotar os procedimentos de recuperação do crédito tributário de acordo com as previsões legais.

Dessa forma, no saldo líquido de R\$ 40.577 de Prejuízo fiscal e base negativa, está contemplado o reconhecimento de R\$ 14.224 de tributo diferido ativo, referente a reapuração dos anos de 2019 a 2024, mencionado anteriormente no item ii.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

A Companhia estima que os saldos em 31 de dezembro de 2024, referentes aos impostos diferidos ativos, serão recuperados através de geração de lucros tributáveis futuros, de forma que não é esperada nenhuma perda na realização desses créditos.

Os valores reconhecidos correspondem às melhores estimativas da Administração, com base no prazo provável de realização e nível de lucros tributáveis futuros, juntamente com estratégias de planejamento tributário.

A Administração entende que a presente estimativa é consistente com o seu plano de negócio, à época da elaboração do estudo técnico, de forma que não é esperada nenhuma perda na realização desses créditos, e os ajustes decorrentes não têm sido significativos em relação aos exercícios anteriores.

(b.2) Estimativa de Realização

Uso de estimativas

Com base no estudo técnico de geração de lucros tributários futuros e estimativas da Administração, a Companhia estima lucros tributáveis futuros suficientes para que todas as diferenças temporárias, créditos e prejuízos tributários reconhecidos em 31 de dezembro de 2024 possam ser utilizados.

A compensação integral do saldo do imposto diferido ativo sobre a totalidade dos prejuízos fiscais nos próximos exercícios é estimada da seguinte forma:

2026	2027	2028
39.701	72.116	3.113

Os valores reconhecidos correspondem às melhores estimativas da Administração, com base no prazo provável de realização e nível de lucros tributáveis futuros, juntamente com estratégias de planejamento tributário.

A Companhia prepara anualmente seu plano estratégico para os anos seguintes, no qual projeta os resultados operacionais e financeiros futuros para a Companhia, baseados numa visão macroeconômica que leva em consideração aspectos como crescimento econômico do país onde a Companhia possui operações, taxa básica de juros, inflação, índice de alavancagem, demanda por seus produtos e serviços etc. Tais projeções, formam parte de um grande processo realizado pelo Grupo Enel para definição de suas estratégias globais e são apresentados ao mercado anualmente. Com base nessas projeções, são realizados estudos técnicos conservadores de viabilidade de realização dos créditos fiscais diferidos da Companhia.

O estudo de realização dos créditos fiscais diferidos ativos é realizado considerando a capacidade de absorção anual projetada das diferenças temporárias e do prejuízo fiscal acumulado, observada na estimativa de lucros tributáveis futuros, juntamente com suas estratégias de planejamento tributário. A Administração entende que a presente estimativa é consistente com seu plano de negócio, à época da elaboração do estudo técnico, de forma que não é esperada nenhuma perda na realização desses créditos. As premissas utilizadas para o estudo técnico estão detalhadas na nota explicativa 12.3.

(c) Incentivo fiscal

A Companhia conta com benefícios fiscal SUDENE – Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste, que reduz 75% do imposto de renda e adicionais não restituíveis, calculado sobre o lucro da exploração, referente à atividade de distribuição de energia (vide nota 33 Eventos Subsequentes). Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2024, a Companhia reconheceu benefício fiscal de R\$ 32.572 (R\$ 15.212 reconhecido em 31 de dezembro de 2023).

O valor do imposto que deixar de ser pago em virtude da redução pelo benefício fiscal, não poderá ser distribuído aos sócios ou acionistas, sob pena de perda do incentivo e da obrigação de recolher, com relação a importância distribuída, o imposto que a Companhia tiver deixado de pagar, sem prejuízo da incidência do imposto sobre o lucro distribuído como rendimento e das penalidades cabíveis, conforme

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

determina o artigo 19, §§ 3º e 5º, do Decreto Lei nº 1.598/77.

28. Transações com partes relacionadas

Os contratos celebrados entre partes relacionadas são submetidos à anuência prévia ou posteriori da ANEEL, de acordo com a Resolução Normativa nº 699/16.

Os saldos a receber de partes relacionadas não apresentam risco de recuperação. Dessa forma nenhuma perda esperada foi registrada no exercício findo em 31 de dezembro de 2024 e 2023.

A seguir são apresentados os saldos a receber e a pagar, e as receitas e despesas das transações, com efeito líquido por parte relacionada, envolvendo a controladora e demais empresas com controle comum.

28.1 Controladora (Enel Brasil)

Natureza da operação	Vigência	31.12.2024	31.12.2023	2024	2023
		Passivo	Passivo	Despesas	Despesas
Dividendos a pagar	Dezembro de 2022 a dezembro de 2024	(177.948)	(17.754)	-	-
Compartilhamento de recursos humanos e infraestrutura	Agosto de 2027	(29.803)	(23.023)	(30.626)	(19.341)
Mútuo	Vide Nota 15	(2.156.527)	(415.209)	(147.681)	(30.963)
Prestação de serviço técnicos e gestão	Março de 2020 a março de 2025	(143.794)	(100.830)	(42.603)	(42.576)
Prestação de despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações	Dezembro de 2025	(110.943)	(64.357)	(9.239)	(15.068)
Comissão de fiança	Abril de 2028	(458)	(484)	(1.035)	(999)
Total		(2.619.473)	(621.657)	(231.184)	(108.947)

28.2 Empresas de controle comum

Natureza da operação	Vigência	31.12.2024	31.12.2023	2024	2023
		Ativo (passivo)	Ativo (passivo)	Receitas (despesas)	Receitas (despesas)
<u>Benefício pós-emprego</u>					
Fundação Coelce de Seguridade Social - FAELCE	Até o final da concessão	(109.767)	(110.146)	(11.685)	(9.685)
		(109.767)	(110.146)	(11.685)	(9.685)
<u>Encargo de uso do sistema de transmissão</u>					
ENEL CIEN S.A.	Março de 2023	-	-	-	(1.103)
		-	-	-	(1.103)
<u>Suprimento de energia - CCEAR</u>					
ENEL Green Power Projetos I S.A.	Até o final da concessão	-	(885)	-	(10.313)
ENEL Green Power Paranapanema	Até o final da concessão	(104)	(104)	(1.245)	(1.204)
ENEL Green Power Mourão	Até o final da concessão	(29)	(29)	(351)	(339)
EGP Santa Angela 04	Até o final da concessão	(89)	(80)	(649)	(611)
EGP Santa Angela 19	Até o final da concessão	(81)	(74)	(594)	(560)
EGP Santa Esperança 13	Até o final da concessão	(57)	(56)	(419)	(400)
EGP Santa Angela 05	Até o final da concessão	(94)	(85)	(689)	(648)
EGP Santa Angela 08	Até o final da concessão	(86)	(78)	(627)	(590)
EGP Santa Angela 03	Até o final da concessão	(92)	(84)	(677)	(638)
EGP Santa Angela 11	Até o final da concessão	(76)	(69)	(559)	(526)
EGP Santa Angela 07	Até o final da concessão	(68)	(62)	(497)	(468)
EGP Santa Angela 06	Até o final da concessão	(95)	(86)	(692)	(653)
EGP Santa Angela 15	Até o final da concessão	(89)	(81)	(650)	(613)
EGP Santa Angela 14	Até o final da concessão	(80)	(73)	(585)	(552)
EGP Santa Angela 09	Até o final da concessão	(84)	(76)	(615)	(578)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

EGP Santa Angela 17	Até o final da concessão	(87)	(80)	(639)	(602)
EGP Santa Angela 21	Até o final da concessão	(80)	(73)	(589)	(554)
EGP Santa Angela 1	Até o final da concessão	(91)	(83)	(667)	(629)
EGP Santa Angela 2	Até o final da concessão	(94)	(86)	(688)	(649)
EGP Santa Angela 10	Até o final da concessão	(81)	(73)	(590)	(555)
EGP Santa Angela 20	Até o final da concessão	(91)	(83)	(668)	(629)
Enel Green Power Zeus II - Delfina 8 S.A.	Até o final da concessão	(86)	(81)	(628)	(596)
EGP Santa Esperança 15	Até o final da concessão	(57)	(54)	(414)	(395)
EGP Santa Esperança 17	Até o final da concessão	(54)	(51)	(392)	(373)
ENEL Green Power Cabeça de Boi S.A.	Até o final da concessão	(130)	(128)	(887)	(845)
ENEL Green Power Fazenda S.A.	Até o final da concessão	(87)	(75)	(593)	(566)
ENEL Green Power Salto Apiacas S.A.	Até o final da concessão	(214)	(211)	(1.463)	(1.394)
ENEL Trading Brasil SA	Até o final da concessão	(4.524)	-	(52.280)	-
ENEL Green Power Morro do Chapéu I Eólica S.A.	Até o final da concessão	(173)	(153)	(1.258)	(1.202)
ENEL Green Power Morro do Chapéu II Eólica S.A.	Até o final da concessão	(160)	(165)	(1.167)	(1.116)
EGP VOLTA GRANDE SA	Até o final da concessão	(887)	-	(10.704)	-
		(8.020)	(3.318)	(82.476)	(28.798)
<u>Prestação de serviços de desenvolvimento</u>					
Gridspertise Latam S.A.	Dezembro de 2024	-	(189)	(247)	-
ENEL X Brasil S.A.	Maio de 2028	189	(782)	1.890	1.110
		189	(971)	1.643	1.110
<u>Compartilhamento de recursos humanos e infraestrutura entre partes relacionadas, conforme despacho nº 338 de 06 de fevereiro de 2019</u>					
ENEL Distribuição Rio - AMPLA	Agosto de 2027	(2.404)	(2.404)	-	-
ENEL Distribuição São Paulo - ELETROPAULO	Agosto de 2027	(5.572)	(5.544)	(550)	(1.570)
ENEL CIEN S.A.	Agosto de 2027	-	819	-	-
ENEL Green Power Cachoeira Dourada S.A.	Agosto de 2027	(1.383)	(1.383)	-	-
ENEL Green Power Projetos I S.A.	Agosto de 2027	461	461	-	-
		(8.898)	(8.051)	(550)	(1.570)
<u>Reembolso expatriados</u>					
ENEL SPA	Dezembro de 2025	1.726	882	730	211
Enel Colombia S.A. E.S.P	Dezembro de 2025	(389)	(78)	(255)	-
ENEL Itália	Dezembro de 2025	-	(96)	-	-
ENEL AMERICAS	Dezembro de 2025	-	(1.088)	-	(757)
Enel Global Services S.r.l.	Dezembro de 2025	1.067	552	401	351
Enel Grids S.r.l.	Dezembro de 2025	(1.527)	(1.340)	(167)	(42)
		877	(1.168)	709	(237)
<u>Manutenção de licenças dos sistemas Nostrum, Oracle, SAP e também serviços associados ao projeto de telemando LATAM</u>					
Enel Iberia SRL		-	(765)	-	-
		-	(765)	-	-
<u>Mútuo</u>					
ENEL Finance International N.V.	Março de 2021 a março de 2025	(522.242)	(523.574)	(68.545)	(49.640)
		(522.242)	(523.574)	(68.545)	(49.640)
<u>Compra e venda de ativo imobilizado</u>					
ENEL Distribuição São Paulo - ELETROPAULO	Dezembro de 2024	(9.977)	(9.977)	-	-
		(9.977)	(9.977)	-	-
<u>Multa Contratual</u>					
ENEL X Brasil S.A.	Maio de 2028	(310)	(310)	-	-
		(310)	(310)	-	-
Total		(658.148)	(658.280)	(160.904)	(89.923)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Suprimento de energia – CCEAR: Os contratos de suprimento de energia – CCEAR são regulados pela ANEEL, motivo pelo qual não há anuência para tais transações.

Compartilhamento: O contrato de compartilhamento, decorre de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial, de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016 e reembolso do compartilhamento de recursos humanos entre as partes relacionadas, conforme Despacho nº 338, de 06 de fevereiro de 2019. A contabilização da despesa/receita de compartilhamento é efetuada na rubrica de origem. Os contratos vencidos estão em processo de renegociação.

Mútuos: As informações sobre os contratos de mútuos encontram-se detalhadas nos quadros da nota explicativa no 15.

Remuneração da Administração

A remuneração total do Conselho de Administração e dos administradores da Companhia no exercício findo em 31 de dezembro de 2024 e 2023, encontra-se disposta no quadro abaixo. A Companhia não possui remuneração baseada em ações e mantém ainda benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho.

	2024	2023
Benefício de curto prazo (salários, encargos, benefícios, bônus)	4.598	3.657
Benefício pós-emprego (previdência - contribuição definitiva)	51	68
Outros benefícios de longo prazo (bônus diferido - incentivo de longo prazo)	240	(357)
Total	4.889	3.368

29. Objetivos e políticas para gestão do risco financeiro

Considerações gerais

A linha de negócio principal da Companhia está concentrada na distribuição de energia elétrica em toda sua área de concessão. Sua estratégia está sintonizada com a gestão financeira que aplica melhores práticas para minimização de riscos financeiros, observando também os aspectos regulatórios.

A Companhia possui políticas de mitigação de riscos financeiros e adota estratégias operacionais e financeiras visando manter a liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Com essa finalidade, mantém sistemas gerenciais de controle e acompanhamento das suas transações financeiras e seus respectivos valores, com o objetivo de monitorar os riscos e oportunidades/condições de cobertura no mercado.

29.1 Instrumentos financeiros

29.1.1 Valor justo e classificação dos instrumentos financeiros

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Os principais instrumentos financeiros, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pela Companhia são como segue:

			31.12.2024		31.12.2023	
	Categoria	Nível (a)	Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Ativo						
Caixa e equivalentes de caixa	Custo amortizado	2	214.124	214.124	96.665	96.665
Títulos e valores mobiliários	Valor justo por meio do resultado	2	475	475	97.925	97.925
Contas a receber de clientes	Custo amortizado	2	2.048.728	2.048.728	2.070.244	2.070.244
Cauções e depósitos	Custo amortizado	2	21.813	21.813	19.715	19.715
Depósitos vinculados	Custo amortizado	2	59.806	59.806	51.220	51.220
Ativo financeiro setorial	Custo amortizado	2	-	-	28.984	28.984
Ativo contratual da concessão	Valor justo por meio do resultado	2	1.514.389	1.514.389	1.272.658	1.272.658
Ativo financeiro indenizável (concessão)	Valor justo por meio do resultado	3	7.228.279	7.228.279	6.113.012	6.113.012
Instrumentos financeiros derivativos	Valor justo por meio de outros resultados abrangentes	2	67.700	67.700	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	Valor justo por meio do resultado	2	81.883	81.883	84.843	84.843
Total do ativo			11.237.197	11.237.197	9.835.266	9.835.266
Passivo						
Fornecedores	Custo amortizado	2	1.267.060	1.267.060	1.103.261	1.103.261
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	Custo amortizado	2	2.838.940	2.185.608	1.142.643	1.126.529
Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira	Custo amortizado	2	346.608	340.327	629.053	604.627
Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira	Valor justo por meio do resultado	2	428.291	428.291	341.482	341.482
Debêntures	Custo amortizado	2	1.195.514	1.197.215	3.020.011	3.047.766
Debêntures	Valor justo por meio do resultado	2	638.139	638.139	722.292	722.292
Obrigações por arrendamentos	Custo amortizado	2	76.925	76.925	37.074	37.074
Cauções em garantias	Custo amortizado	2	-	-	-	-
Passivo financeiro setorial	Custo amortizado	2	423.045	423.045	109.098	109.098
Instrumentos financeiros derivativos	Valor justo por meio de outros resultados abrangentes	2	2.536	2.536	86.127	86.127
Instrumentos financeiros derivativos	Valor justo por meio do resultado	2	7.873	7.873	44.040	44.040
Total do passivo			7.224.931	6.567.019	7.235.081	7.222.296

(a) Conforme detalhado na nota explicativa 29.2 Hierarquia do valor justo.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

Uso de estimativas

As aplicações financeiras classificadas como (i) Caixa e equivalente de caixa; e (ii) Títulos e valores mobiliários, são registradas inicialmente pelo seu valor justo e atualizadas por amortização de principal e correção de rendimentos com base na curva da taxa DI apurada no período, conforme definido na contratação. Todas as aplicações da companhia são vinculadas a índice financeiro pós fixados, portanto não é esperada alteração significativa entre o valor contábil e o valor justo.

As aplicações financeiras (classificadas tanto como caixa e equivalentes de caixa quanto títulos e valores mobiliários) aproximam-se dos valores de mercado, pois são efetuadas a juros pós-fixados.

As operações de derivativos, quando realizadas, são para proteger o caixa da Companhia. A contratação dos derivativos é realizada com bancos que possuem *investment grade* (escalas locais das principais agências de riscos) com “expertise” necessária para as operações, evitando-se a contratação de derivativos especulativos.

A operação com instrumento derivativo é mensurada por meio de modelo de precificação 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. O valor de mercado de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate) trazido a valor presente pelo fator de desconto.

Para as rubricas empréstimos, financiamentos e debêntures, o método de mensuração utilizado para cômputo do valor de mercado foi o fluxo de caixa descontado, considerando expectativas de liquidação desses passivos e taxas de mercado vigentes, respeitando as particularidades de cada instrumento na data do balanço.

A rubrica de ativo financeiro da concessão é mensurada através da base de remuneração dos ativos da concessão, conforme legislação vigente estabelecida pelo órgão regulador (ANEEL), e leva em consideração as alterações no fluxo de caixa estimado, tomando por base principalmente os fatores como preço novo de reposição e atualização pelo IPCA. Os fatores relevantes para mensuração do valor justo não são observáveis e não existe mercado ativo. Por isso, a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3.

Para as demais rubricas, o valor contábil dos instrumentos financeiros é uma aproximação razoável do valor justo. Logo, a Companhia optou por divulgá-los com valores equivalentes ao valor contabilizado.

Operações com instrumentos financeiros derivativos

A Companhia possui instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira. Inicialmente, os derivativos são reconhecidos pelo valor justo na data em que um contrato é celebrado e subsequentemente remensurado ao seu valor justo.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Os contratos em aberto em 31 de dezembro de 2024 são os seguintes:

Contraparte	Data do contrato	Data de Vencimento	Categoria	Indexador ativo	Indexador passivo	Valor nominal
Citibank	24/03/22	21/03/25	Cashflow Hedge	USD SOFR + 0,9059%	CDI + 1,17%	271.700
Itaú I (8ª Debêntures)	30/05/22	17/05/32	Fair Value Hedge	IPCA + 6,2137%	CDI + 0,83%	200.000
Itaú II (8ª Debêntures)	30/05/22	17/05/32	Fair Value Hedge	IPCA + 6,2137%	CDI + 0,83%	150.000
BTG Pactual (8ª Debêntures)	30/05/22	17/05/32	Fair Value Hedge	IPCA + 6,2137%	CDI + 0,78%	250.000
Scotiabank V	23/09/22	23/09/26	Fair Value Hedge	USD + 5,45%	CDI + 1,62%	230.000
Scotiabank VI	21/11/22	21/11/25	Fair Value Hedge	USD + 5,45%	CDI + 1,38%	130.000
Total						1.231.700

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



A movimentação é como segue:

Derivativos

Saldo em 31 de dezembro de 2022	(103.749)
Juros provisionados	(174.685)
Variação monetária	27.869
Variação cambial	(114.393)
Marcação a mercado no resultado	58.190
Marcação a mercado no patrimônio líquido	11.450
Recebimento de principal	(21.214)
Pagamento de juros	220.172
Pagamento de principal	51.036
Saldo em 31 de dezembro de 2023	(45.324)
Juros provisionados	(87.009)
Variação monetária	31.241
Variação cambial	210.368
Marcação a mercado no resultado	(93.283)
Marcação a mercado no patrimônio líquido	8.338
Pagamento de juros	98.871
Pagamento de principal	15.972
Saldo em 31 de dezembro de 2024	139.174

Os valores da curva e de mercado do instrumento financeiro (swap) em 31 de dezembro de 2024, estão dispostos a seguir:

Contraparte	Valor justo (contábil)	Valor da curva	Outros resultados abrangentes	Resultado financeiro
Fixo (USD) x DI 24.03.22 Citibank	65.166	66.341	(1.177)	-
Fixo (USD) x DI 24.03.22 Debêntures Itaú I	7.530	20.107	-	(12.577)
Fixo (USD) x DI 24.03.22 Debêntures Itaú II	5.648	15.081	-	(9.433)
Fixo (USD) x DI 24.03.22 Debêntures BTG Pactual	9.623	25.149	-	(15.525)
Fixo (USD) x DI 23.09.22 Scotiabank V	33.720	42.321	-	(8.601)
Fixo (USD) x DI 21.11.22 Scotiabank VI	17.487	20.072	-	(2.585)
Total	139.174	189.071	(1.177)	(48.721)

As operações descritas acima se qualificam para *hedge accounting* e estão classificadas como (i) *hedge* de fluxo de caixa, para as operações de troca de moeda com taxas flutuantes e de taxas flutuantes para fixa (ii) *hedge* de valor justo para a operação de troca de taxas flutuantes e taxa fixa para flutuante. São contabilizados como ativos financeiros quando o valor justo for positivo, e como passivos financeiros quando o valor justo for negativo.

A estimativa de valor justo das operações de swap foi elaborada baseando-se no modelo de fluxos futuros a valor presente, descontados a taxas de mercado apresentadas pela B3 na posição de 31 de dezembro de 2024.

(i) Hedge de fluxo de caixa

A parcela altamente eficaz do hedge de fluxo de caixa, os ganhos e as perdas decorrentes das variações do valor justo do instrumento são reconhecidos no patrimônio líquido, na rubrica "Outros resultados abrangentes".

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



A parcela não efetiva do hedge é registrada na demonstração do resultado financeiro, juntamente com os juros e variação cambial da operação, se aplicável.

Para cálculo da efetividade do *hedge*, a Companhia não desassocia a parcela do risco de crédito da contraparte (bancos) uma vez que os contratos dos instrumentos de hedge são celebrados com instituições que possuem alta solvência, liquidez e baixo risco de crédito.

Quando um instrumento de hedge de fluxo de caixa vence, é vendido ou extinto; ou quando um hedge de fluxo de caixa não mais atende aos critérios da contabilidade de hedge, todo ganho ou perda acumulado diferido e os custos de hedge diferidos existentes no patrimônio são imediatamente reclassificados para o resultado.

Os valores acumulados no patrimônio líquido são reclassificados nos períodos em que o item protegido afetar o resultado, conforme segue: os ganhos ou perdas relacionadas à parcela efetiva dos swaps de taxa de juros que protegem os empréstimos a taxas variáveis são reconhecidos na demonstração do resultado como despesas financeiras ao mesmo tempo que as despesas de juros sobre os empréstimos protegidos.

Se a contabilização do hedge de fluxo de caixa for descontinuada, o montante que foi acumulado em outros resultados abrangentes deverá permanecer em outros resultados abrangentes acumulados se ainda houver a expectativa de que os fluxos de caixa futuros protegidos por hedge ocorram. Caso contrário, o valor será imediatamente reclassificado para o resultado como ajuste de reclassificação. Após descontinuada a contabilização, uma vez ocorrido o fluxo de caixa objeto do hedge, qualquer montante remanescente em outros resultados abrangentes acumulados deverá ser contabilizado, dependendo da natureza da transação subjacente, conforme descrito anteriormente.

(ii) Hedge de valor justo

As variações no valor justo de derivativos designados e qualificados como hedge de valor justo são registradas na demonstração do resultado, com quaisquer variações no valor justo do ativo ou passivo protegido por hedge que são atribuíveis ao risco protegido. A Companhia aplica a contabilidade de hedge de valor justo para se proteger contra o risco de juros fixos de empréstimos e exposição cambial. O ganho ou perda relacionado é reconhecido na demonstração do resultado como "Despesas financeiras", bem como as variações no valor justo dos empréstimos.

Assim como no tratamento do hedge de fluxo de caixa, para o cálculo da efetividade do hedge a Companhia não desassocia a parcela do risco de crédito da contraparte (bancos), uma vez que os contratos dos instrumentos de hedge são celebrados com instituições que possuem alta solvência, liquidez e baixo risco de crédito.

Se o hedge não mais atender aos critérios de contabilização do hedge, o ajuste no valor contábil de um item protegido por hedge, para o qual o método de taxa efetiva de juros é utilizado, é amortizado no resultado durante o período até o vencimento.

(iii) Sumário da posição dos contratos

O valor justo (contábil) é a diferença entre o efeito das pontas ativa e passiva marcadas à mercado no balanço patrimonial. Os valores da dívida líquidos da posição do hedge estão demonstrados a seguir, posição em 31 de dezembro de 2024:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Dívida	Taxa de juros contratual a.a.	31.12.2024	Categoria
Citibank	USD SOFR + 0,9059%	346.610	Cashflow hedge
Operação com instrumento derivativo - ponta ativa	USD SOFR + 0,9059%	(345.626)	Cashflow hedge
Operação com instrumento derivativo - ponta passiva	CDI + 1,17%	280.462	Cashflow hedge
		281.446	
Scotiabank V	USD + 5,45%	277.414	Fair value hedge
Operação com instrumento derivativo - ponta ativa	USD + 5,45%	(276.083)	Fair value hedge
Operação com instrumento derivativo - ponta passiva	CDI + 1,62%	242.363	Fair value hedge
		243.694	
Scotiabank VI	USD + 5,45%	150.876	Fair value hedge
Operação com instrumento derivativo - ponta ativa	USD + 5,45%	(150.152)	Fair value hedge
Operação com instrumento derivativo - ponta passiva	CDI + 1,62%	132.664	Fair value hedge
		133.388	
8ª Debêntures	IPCA + 6,2137%	638.139	Fair value hedge
Operação com instrumento derivativo - ponta ativa	IPCA + 6,2137%	(206.673)	Fair value hedge
Operação com instrumento derivativo - ponta passiva	CDI + 0,83%	199.143	Fair value hedge
Operação com instrumento derivativo - ponta ativa	IPCA + 6,2137%	(155.005)	Fair value hedge
Operação com instrumento derivativo - ponta passiva	CDI + 0,83%	149.357	Fair value hedge
Operação com instrumento derivativo - ponta ativa	IPCA + 6,2137%	(250.337)	Fair value hedge
Operação com instrumento derivativo - ponta passiva	CDI + 0,78%	240.714	Fair value hedge
		615.338	

A diferença entre o valor na curva (*accrual*) e o valor justo se dá pela distinta metodologia de cálculo, pois enquanto o saldo de swap na curva é calculado pelo valor do principal mais juros até 31 de dezembro de 2024, o saldo do swap a mercado é calculado considerando a curva futura dos indicadores descontada pelo CDI futuro.

29.2 Hierarquia do valor justo

Ao mensurar o valor justo de um ativo ou um passivo, a Companhia usa dados observáveis de mercado, tanto quanto possível. Os valores justos são classificados em diferentes níveis em uma hierarquia baseada nas informações (*inputs*) utilizadas nas técnicas de avaliação da seguinte forma:

- Nível 1: dados provenientes de mercado ativo (preço cotado não ajustado) de forma que seja possível acessar diariamente inclusive na data da mensuração do valor justo;
- Nível 2: dados diferentes dos provenientes de mercado ativo (preço cotado não ajustado) incluídos no Nível 1, extraído de modelo de precificação baseado em dados observáveis de mercado;
- Nível 3: dados extraídos de modelo de precificação baseado em dados não observáveis de mercado.

29.3 Gerenciamento de riscos

A Companhia segue as diretrizes do Sistema de Controle de Gestão de Risco (SCGR) definido no nível da Holding (Enel SpA), que estabelece as normas para a gestão de riscos por meio das respectivas políticas, procedimentos, sistemas etc. Essas diretrizes são aplicadas nos diferentes níveis da Companhia, abrangendo os processos de identificação, análise, avaliação, tratamento, monitoramento e comunicação dos riscos que o negócio enfrenta continuamente.

Este sistema é supervisionado pelo Conselho de Administração da Enel SpA, que abriga um comitê de controles e riscos, que apoia a avaliação e decisões do conselho com relação aos controles internos e o sistema de gestão de riscos, bem como aquelas relacionadas à aprovação de relatórios financeiros periódicos.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



Existe uma política específica de controle e gestão de riscos aplicável à Enel Brasil e suas subsidiárias, que é revisada e aprovada anualmente pelo Conselho de Administração da Companhia, observando e aderindo aos requisitos locais em matéria de gestão de riscos.

Adicionalmente, existem procedimentos organizacionais na Companhia que abordam a gestão de riscos de forma abrangente, os quais complementam outras políticas específicas que são estabelecidas em relação a determinados riscos nas funções corporativas ou nas linhas de negócio do grupo, e que incluem limites e indicadores que são posteriormente monitorados, sendo elas: política de gestão de garantias, política controle de risco de commodities, política de controle de risco de crédito e contraparte, política de controle de risco financeiro, política de cobertura (taxa de câmbio e taxa de juros), política de mudanças climáticas, dentre outras.

A Companhia busca proteção para todos os riscos que possam afetar seus objetivos, utilizando 6 macros categorias de riscos: financeiros, estratégicos, governança e cultura, tecnologia digital, compliance e operacional; e 38 (trinta e oito) subcategorias de riscos para identificar, analisar, avaliar, tratar, monitorar e comunicar seus riscos.

(a) Estrutura de gerenciamento de riscos

O Grupo Enel possui um comitê global de gerenciamento de riscos que possui as seguintes atribuições: aprovar as políticas de risco propostas pela Holding; aprovar os limites de exposição propostos; autorizar a quebra de limites; definir estratégias de risco mediante a identificação de planos de ação e instrumentos para mitigar riscos e supervisionar a gestão e controle de riscos.

O sistema de controle e gestão de risco da Companhia é composto por três linhas de defesa, visando alcançar uma gestão eficaz e eficiente, nas quais as áreas de negócio é a primeira linha de defesa, a área de Controle de Riscos e Controles Internos, atuando como segunda linha de defesa e, finalmente, a Auditoria Interna, atuando como terceira linha de defesa. Cada uma dessas linhas desempenha um papel distinto dentro da estrutura de governança mais ampla da organização. Elas têm a obrigação de informar e manter a alta administração e os diretores atualizados sobre a gestão de riscos, sendo a alta administração informada pela primeira e segunda linhas de defesa, e o Conselho de Administração (Diretores), por sua vez, pela segunda e terceiras linhas de defesa.

A área de Risk Control Brazil (Controle de Riscos Brasil) possui a Certificação Internacional ISO 31000:2018 (G31000) e atua de acordo com as diretrizes vigentes desta norma internacional para gerenciar os riscos, onde o principal objetivo é identificar de forma preventiva riscos (endógenos e exógenos), analisar, avaliar e quantificar o impacto e a probabilidade de materialização destes riscos, dentro do processo de avaliação de riscos, bem como realizar o devido tratamento por meio da definição de ações de mitigação e planos de ação em conjunto com as áreas de negócio e seus respectivos Risk Owners (Proprietários dos Riscos), com objetivo de garantir as boas práticas de governança corporativa e assegurar a continuidade do negócio.

Dentro da estrutura organizacional da Companhia, o processo de gestão de riscos é descentralizado, ou seja, cada gestor responsável pelo processo de negócio no qual o risco se origina também é responsável pela identificação, análise, avaliação, tratamento, monitoramento e comunicação deste risco.

(b) Riscos resultantes de instrumentos financeiros

A Companhia possui exposição para os seguintes riscos resultantes de instrumentos financeiros:

(b.1) Risco de crédito

Esse risco surge da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes ou de uma contraparte, em um instrumento financeiro não cumprir com suas obrigações contratuais.

No caso de transações financeiras, existem políticas que estabelecem regras e limites para realizar operações com contrapartes. Essas políticas levam em consideração, dentre outras variáveis, a classificação de risco

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



de crédito (rating) e valor do patrimônio líquido da contraparte.

O risco é basicamente proveniente de: (i) contas a receber de clientes; (ii) equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo; (iii), ativo financeiro setorial; (iv) ativo contratual (infraestrutura em construção); e (v) ativo financeiro da concessão.

O valor contábil dos ativos financeiros representa a exposição máxima do crédito. A exposição máxima ao risco do crédito na data de 31 de dezembro de 2024 é:

	Nota	31.12.2024	31.12.2023
Caixa e equivalentes de caixa	4	214.124	96.665
Títulos e valores mobiliários	5	475	97.925
Contas a receber de clientes	6	2.048.728	2.070.244
Depósitos vinculados	21.3	59.806	51.220
Ativo financeiro setorial	8	-	28.984
Ativo contratual da concessão	12.1	1.514.389	1.272.658
Ativo financeiro indenizável (concessão)	12.2	7.228.279	6.113.012
Instrumentos financeiros derivativos	30.1	139.174	(45.324)
Total		11.204.975	9.685.384

No caso dos créditos com consumidores, a Companhia tem o direito de interromper o fornecimento de energia caso o cliente deixe de realizar o pagamento de suas faturas, dentro de parâmetros e prazos definidos pela legislação e regulamentação específicas. A perda esperada para créditos de liquidação duvidosa é estabelecida em montante julgado suficiente, pela Administração da Companhia, para cobrir prováveis riscos de realização das contas a receber.

Os riscos relativos aos créditos setoriais e indenizáveis são considerados como bastante reduzidos, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, referente a custos não recuperados por meio de tarifa.

Caixa e equivalentes de caixa, investimentos de curto prazo e depósitos vinculados

O excedente de caixa da Companhia é aplicado de forma conservadora em ativos financeiros de baixo risco, sendo os principais instrumentos financeiros representados por CDB's (Certificados de Depósitos Bancários) e operações compromissadas. Os investimentos têm alta liquidez, sendo prontamente conversíveis em recursos disponíveis de acordo com as necessidades de caixa da Companhia. As aplicações financeiras da Companhia buscam rentabilidade compatíveis com às variações do CDI. Dada à natureza e característica das aplicações financeiras, já estão reconhecidas pelo seu valor justo, em contrapartida ao resultado.

Em 31 de dezembro de 2024, para o saldo de caixa e equivalentes de caixa, títulos e valores mobiliários e instrumentos financeiros derivativos, a Companhia possuía a seguinte exposição de ativos com a seguinte classificação de risco realizada pela Agência Standard & Poor's (escala nacional):

Equivalente de caixa e títulos e valores mobiliários	31.12.2024	31.12.2023
AAA	111.737	100.389
AA+	73.605	44.774
Total	185.342	145.163

Instrumentos financeiros derivativos	31.12.2024	31.12.2023
AAA	139.174	(45.324)
Total	139.174	(45.324)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

**(b.1.2) Consumidores, revendedores e contas a receber de acordos**

A Companhia está obrigada, por força de regulamentação do setor de energia elétrica e por cláusula incluída no contrato de concessão, a fornecer energia elétrica para todos os clientes localizados na sua área de concessão. De acordo com a regulamentação do setor de energia elétrica, a Companhia tem o direito de cortar o fornecimento de energia elétrica dos consumidores que não efetuem o pagamento das faturas.

A Companhia tem executado diversas ações objetivando a redução e combate à inadimplência tais como: negatificação de clientes em empresas de proteção ao crédito, corte do fornecimento de energia elétrica, cobrança judicial, protesto de clientes junto aos cartórios, contratação de agências de cobranças, envio de cartas de aviso de cobrança e de mensagens via “SMS”, e-mail e “URA” (Unidade de Resposta Audível). Adicionalmente, foi lançado o portal de negociação e realização de negociações através de feirões e do call center. A Companhia utiliza uma solução de análise preditiva (“Predictive Analytics”) possibilitando avaliar a propensão de pagamento de acordo ao perfil de cada cliente, para definir a melhor estratégia de cobrança.

(b.1.3) Ativo financeiro setorial, ativo contratual (infraestrutura em construção) e ativo financeiros da concessão

A Administração da Companhia considera bastante reduzido o risco desses créditos, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente: (i) referente a custos não recuperados por meio de tarifa (ativo financeiro setorial); e (ii) referente aos investimentos em curso e efetuados em infraestrutura e que não foram amortizados até o vencimento da concessão (ativo contratual e ativo financeiro da concessão).

(b.1.4) Operação com instrumentos financeiros derivativos

A Companhia aplica o risco de crédito para todas as operações de swap vigentes, que é calculado individualmente por banco e por Companhia.

(b.2) Gerenciamento de capital

A Companhia controla sua estrutura de capital de acordo com as condições macroeconômicas, de forma a possibilitar o pagamento de dividendos, maximizar o retorno de capital aos acionistas, bem como a captação de novos empréstimos e emissões de valores mobiliários junto ao mercado financeiro e de capitais, entre outros instrumentos que julgar necessário. A Companhia também monitora constantemente sua liquidez e os seus níveis de alavancagem financeira.

De forma a manter ou ajustar a estrutura de capital, a Companhia pode revisar a sua prática de pagamento de dividendos e/ou aumentar o capital através de emissão de novas ações. A estrutura de capital da Companhia encontra-se demonstrada no quadro a seguir:

	Nota	31.12.2024	31.12.2023
Empréstimos e financiamentos	15	3.613.839	2.113.178
Debêntures	15	1.833.653	3.742.303
Instrumentos financeiros derivativos	29	(139.174)	45.324
Dívida		5.308.318	5.900.805
Caixa e equivalentes de caixa	5	(214.124)	(96.665)
Títulos e valores mobiliários	6	(475)	(97.925)
Dívida líquida (a)		5.093.719	5.706.215
Patrimônio líquido (b)	22	5.139.622	4.191.147
Índice de endividamento líquido (a/[a+b])		49,78%	57,65%

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)



O índice de endividamento em 31 de dezembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023, calculados pela razão entre dívida líquida e patrimônio líquido mais dívida líquida, estão demonstrados no quadro acima.

(b.3) Risco de liquidez

O risco de liquidez é o risco de a Companhia encontrar dificuldade de cumprir com obrigações contratadas em datas previstas.

A Companhia adota como política de gerenciamento de risco: (i) manter um nível mínimo de caixa como forma de assegurar a disponibilidade de recursos financeiros; (ii) monitorar diariamente os fluxos de caixa previstos e realizados; (iii) manter aplicações financeiras com vencimentos diários ou que fazem frente aos desembolsos, de modo a promover máxima liquidez; (iv) estabelecer diretrizes para contratação de operações de hedge para mitigação dos riscos financeiros da Companhia, bem como a operacionalização e controle destas posições.

A Companhia apresentou um caixa positivo gerado de suas atividades operacionais nos últimos exercícios.

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia mantém limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo, cujo montante em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 500.000. Adicionalmente, a Companhia possui autorização da Aneel para a realização de mútuo com partes relacionadas, conforme Despacho Nº 1.951/24, no valor de até R\$ 3.000.000.

Do total de dívida no passivo circulante, parte significativa refere-se a créditos com a controladora Enel Brasil, no montante de R\$ 1.504.493, que possuem exigibilidade flexível e com vencimentos podendo ser renegociados caso seja necessário.

A Companhia conta também com o apoio financeiro da Holding do grupo (Enel Spa) que, por meio da *Enel Finance International* (EFI), disponibiliza recursos para financiar investimentos e capital de giro. Em 31 de dezembro de 2024 o saldo de empréstimos com a EFI no passivo circulante é de R\$ 522.242, também com possibilidade de refinanciamento.

A capacidade de suporte é verificada por meio da posição positiva de caixa e liquidez em 31 de dezembro de 2024 dos Controladores, e reforçada pela nota de risco de crédito do Grupo classificada como AAA (bra) pela Fitch.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

INTERNAL



A tabela a seguir apresenta informações sobre os vencimentos futuros da Companhia, que estão sendo considerados no fluxo de caixa projetado:

	Até três meses	De três a doze meses	De um a cinco anos	Mais de cinco anos
Empréstimos e financiamentos - pré fixados	7.495	167.185	292.332	-
Empréstimos e financiamentos - pós fixados	362.348	33.763	120.202	4
Empréstimos e financiamentos - partes relacionadas	2.069.788	-	936.520	-
Debêntures	58.158	306.636	1.216.820	750.916
Instrumentos financeiros derivativos	(55.496)	40.818	107.310	(35.224)
Total	2.442.293	548.402	2.673.184	715.696

(b.4) Riscos de mercado

(b.4.1) Risco de taxa de juros

Esse risco é oriundo da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, como por exemplo, indicadores de inflação, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado.

Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia possuía 100% da dívida total indexada a taxas variáveis (CDI, IPCA, USD SOFR e TJLP).

Equivalente de caixa e títulos e valores mobiliários

	31.12.2024	%	31.12.2023	%
Selic	111.737	60,29%	100.389	69,16%
CDI	73.605	39,71%	44.774	30,84%
Total	185.342	100,00%	145.163	100,00%

Ativo indenizável

	31.12.2024	%	31.12.2023	%
IPCA	7.228.279	100,00%	6.113.012	100,00%
Total	7.228.279	100,00%	6.113.012	100,00%

Empréstimos, financiamentos e derivativos

	31.12.2024	%	31.12.2023	%
CDI	4.928.432	92,84%	4.769.671	80,83%
IPCA	393.359	7,41%	1.141.356	19,34%
TJLP	232	0,00%	275	0,00%
USD SOFR	984	0,02%	2.070	0,04%
Taxa fixa	(14.689)	-0,28%	(12.567)	-0,21%
Total	5.308.318	100,00%	5.900.805	100,00%

Em relação à eventual exposição de ativos e passivos relevantes às variações de mercado (cambio, taxas de juros e inflação), a Companhia adota como estratégia a diversificação de indexadores e, eventualmente, se utiliza de instrumento financeiros derivativos para fins de proteção, à medida em que se identifique esta necessidade e haja condições de mercado adequadas que o permitam.

Análise de sensibilidade ao risco de taxa de juros sobre instrumentos financeiros

Essas análises têm por objetivo ilustrar a sensibilidade às mudanças em variáveis de mercado nos instrumentos financeiros da Companhia. A Administração da Companhia revisa regularmente essas estimativas e premissas utilizadas nos cálculos. Não obstante, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade inerente ao processo utilizado na preparação dessas análises.

A seguir é apresentada a análise de sensibilidade nos saldos de ativos financeiros e dívidas da Companhia em 31 de dezembro de 2024 estabelecida por meio da projeção das receitas (despesas) financeiras para os próximos 12 meses de acordo com a curva futura dos indicadores divulgada pela B3.

Para os cenários adverso e remoto, foi considerada uma deterioração/aumento de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável (índices projetados divulgados pela B3). Em seguida, apresenta-se a análise de sensibilidade estabelecida com o uso de cenários e projeções em relação a eventos futuros relativos ao comportamento do swap da Companhia:



Enel Distribuição Ceará

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

As projeções consideram o índice de atualização da dívida, acrescido do spread contratual, conforme definido na nota explicativa nº 15 e 16.

Em seguida, apresenta-se a análise de sensibilidade estabelecida com o uso de cenários e projeções em relação a eventos futuros relativos ao comportamento do *swap* da Companhia:

		Projeção despesas financeiras - um ano				
		Cenário I	Cenário II	Cenário III	Cenário IV	
	31.12.2024	(-50%)	(-25%)	provável	(+25%)	(+50%)
Dívidas						
CDI						
EFI - Credit Agreement	(522.242)	(9.400)	(13.284)	(17.066)	(20.751)	(24.345)
Mútuo Coelce - Enel BR XIV	(110.835)	(8.634)	(12.261)	(15.783)	(19.205)	(22.535)
DEBÊNTURES 9ª EMISSÃO	(1.004.961)	(83.685)	(116.584)	(148.530)	(179.579)	(209.782)
Mútuo Coelce - Enel BR XVI	(191.632)	(14.966)	(21.237)	(27.326)	(33.244)	(39.001)
Mútuo Coelce - Enel BR XVII	(30.868)	(2.411)	(3.421)	(4.402)	(5.355)	(6.282)
Mútuo Coelce - Enel BR XIX	(45.440)	(3.513)	(4.999)	(6.443)	(7.846)	(9.211)
Mútuo Coelce - Enel BR XX	(68.085)	(5.263)	(7.491)	(9.654)	(11.757)	(13.802)
Mútuo Coelce - Enel BR XXI	(45.010)	(3.448)	(4.921)	(6.351)	(7.740)	(9.092)
Mútuo Coelce - Enel BR XXII	(29.149)	(2.143)	(3.096)	(4.022)	(4.922)	(5.797)
Mútuo Coelce - Enel BR XXIII	(105.289)	(7.739)	(11.183)	(14.527)	(17.778)	(20.940)
Mútuo Coelce - Enel BR XXIV	(25.725)	(1.891)	(2.732)	(3.549)	(4.344)	(5.116)
Mútuo Coelce - Enel BR XXV	(164.790)	(2.760)	(3.986)	(5.178)	(6.341)	(7.474)
Mútuo Coelce - Enel BR XXVI	(21.962)	(368)	(531)	(690)	(845)	(996)
Mútuo Coelce - Enel BR XXVII	(153.529)	(2.572)	(3.713)	(4.825)	(5.908)	(6.963)
Mútuo Coelce - Enel BR XXVIII	(27.392)	(459)	(662)	(861)	(1.054)	(1.242)
Mútuo Coelce - Enel BR XXIX	(21.876)	(366)	(529)	(687)	(842)	(992)
Mútuo Coelce - Enel BR XXX	(399.943)	(7.049)	(10.023)	(12.919)	(15.741)	(18.493)
Mútuo Coelce - Enel BR XXXI	(118.704)	(2.092)	(2.975)	(3.835)	(4.672)	(5.489)
Mútuo Coelce - Enel BR XXXII	(123.773)	(691)	(988)	(1.278)	(1.560)	(1.836)
Mútuo Coelce - Enel BR XXXIII	(30.929)	(173)	(247)	(319)	(390)	(459)
Mútuo Coelce - Enel BR XXXIV	(102.967)	(575)	(822)	(1.063)	(1.298)	(1.527)
Mútuo Coelce - Enel BR XXXV	(287.924)	(1.609)	(2.299)	(2.973)	(3.629)	(4.270)
Mútuo Coelce - Enel BR XXXVI	(20.405)	(232)	(332)	(429)	(524)	(616)
Mútuo Coelce - Enel BR XXXVII	(30.301)	(523)	(749)	(968)	(1.182)	(1.390)



NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

Enel Distribuição Ceará

IPCA						
BNB Contrato Nº 16.2018.204.23875 - SEMIÁRIDO	(84.155)	(3.958)	(5.010)	(6.050)	(7.078)	(8.094)
TJLP						
FINEP - COELCE	(232)	(10)	(14)	(18)	(21)	(25)
SWAP						
CITIBANK 4131 - COELCE	(346.610)	(11.966)	(16.319)	(20.673)	(25.027)	(29.381)
CITIBANK 4131 SWAP - COELCE PA	345.626	11.966	16.319	20.673	25.027	29.381
CITIBANK 4131 SWAP - COELCE PP	(280.462)	(5.167)	(7.253)	(9.284)	(11.264)	(13.194)
DEBÊNTURES 8ª EMISSÃO	(638.139)	(56.140)	(64.328)	(72.423)	(80.428)	(88.343)
DEBÊNTURES - SWAP 8ª EMISSÃO ITAU 200MBRL PA	206.673	17.763	20.354	22.915	25.448	27.953
DEBÊNTURES - SWAP 8ª EMISSÃO ITAU 200MBRL PP	(199.143)	(15.295)	(21.811)	(28.138)	(34.287)	(40.269)
DEBÊNTURES - SWAP 8ª EMISSÃO ITAU 150MBRL PA	155.005	13.322	15.265	17.187	19.086	20.965
DEBÊNTURES - SWAP 8ª EMISSÃO ITAU 150MBRL PP	(149.357)	(11.471)	(16.358)	(21.103)	(25.715)	(30.202)
DEBÊNTURES - SWAP 8ª EMISSÃO BTG PACTUAL 250MBRL PA	250.337	21.516	24.654	27.757	30.825	33.858
DEBÊNTURES - SWAP 8ª EMISSÃO BTG PACTUAL 250MBRL PP	(240.714)	(18.367)	(26.243)	(33.891)	(41.323)	(48.554)
SCOTIABANK 4131 - COELCE V	(277.414)	128.934	18.961	(61.350)	(124.984)	(177.862)
SCOTIABANK 4131 SWAP V - COELCE PA	276.083	(128.315)	(18.870)	61.056	124.384	177.009
SCOTIABANK 4131 SWAP V - COELCE PP	(242.363)	(20.518)	(28.454)	(36.159)	(43.648)	(50.932)
SCOTIABANK 4131 - COELCE VI	(150.876)	63.262	8.401	(31.663)	(63.407)	(89.786)
SCOTIABANK 4131 SWAP VI - COELCE PA	150.152	(62.959)	(8.361)	31.511	63.103	89.355
SCOTIABANK 4131 SWAP VI - COELCE PP	(132.664)	(9.952)	(13.902)	(17.739)	(21.469)	(25.099)
Total	(5.309.460)	(261.556)	(365.741)	(466.823)	(565.062)	(660.649)

Conforme demonstrado acima, as variações do dólar sobre a parcela da dívida coberta pelo *swap* são compensadas quase que inteiramente pelo resultado de sua ponta ativa.

(b.4.2) Risco de câmbio

Este risco é proveniente da possibilidade de flutuações na taxa de câmbio, que possam acarretar perdas para a Companhia, como por exemplo, a valorização de moedas estrangeiras frente ao real, que aumentaria as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos indexados a estas moedas. De forma a evitar este risco, todas as dívidas mais relevantes na modalidade de 4131 indexadas ao dólar, possuem contratos de *swap* (Dólar para Real/Spread para CDI). A seguir é apresentada a exposição da Companhia em 31 de dezembro de 2024 (em reais).

Passivos em moeda estrangeira	31.12.2024
Empréstimos e financiamentos	774.899
Exposição patrimonial	774.899
Ponta ativa - instrumentos financeiros	(771.860)
Total	3.039

A Companhia eventualmente se utiliza de instrumentos derivativos com o propósito único de proteção (*hedge*) dos riscos de variação cambial, não possuindo, portanto, objetivos especulativos na utilização desses instrumentos. Os instrumentos de proteção utilizados são *swaps* de moeda (câmbio) sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos.

A estratégia de proteção cambial é aplicada de acordo com o grau de previsibilidade da exposição, com a disponibilidade de instrumentos de proteção adequados e o custo-benefício de realizar operações de proteção (em relação ao nível de exposição e seus potenciais impactos):

- Proteção total: quando o montante e o prazo da exposição são conhecidos e indicam impacto potencial relevante;
- Proteção parcial: proteção para a parte cuja exposição é conhecida, caso seu impacto potencial seja relevante, e manter exposição na parcela na qual há incerteza (evitando-se posições especulativas);
- Proteção dinâmica: quando não há certeza sobre a exposição temporal, mas há impacto potencial relevante que possa ser identificado e parcialmente mitigado por posições contrárias equivalentes não especulativas.

(b.4.3) Risco de preço Regulação

Risco da revisão e do reajuste das tarifas de fornecimento

Os processos de Revisão e Reajuste tarifários ordinários são garantidos por contrato de concessão e empregam metodologias previamente definidas nos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret). Contudo, podem ocorrer fatos que alterem o equilíbrio econômico-financeiro definido nos processos ordinários, que se atenderam aos critérios de admissibilidade e às evidências de desequilíbrio econômico-financeiro normatizados no Submódulo 2.9 do Proret (Resolução normativa Aneel nº 1.003, de 1º de fevereiro de 2022), poderão ensejar revisão tarifária extraordinária a pedido da distribuidora.

No caso de desequilíbrio econômico-financeiro da concessão, a Companhia pode requerer ao regulador a abertura de uma revisão tarifária extraordinária, ficando a realização desta a critério do regulador. A ANEEL também poderá proceder com revisões extraordinárias caso haja criação, alteração ou exclusão de encargos e/ou tributos, para repasse às tarifas.

Os processos de reajuste e revisão tarifária de todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica são efetuados segundo metodologia elaborada e publicada pela ANEEL e submetidos à avaliação pública. Alterações de metodologia nos reajustes ou nas revisões tarifárias propostas pelo regulador podem impactar de forma significativa a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia.

(a) Outros riscos

(b.1) Risco de regulação

As atividades da Companhia, assim como de seus concorrentes são regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL. Qualquer alteração no ambiente regulatório poderá exercer impacto sobre as atividades da Companhia.

(b.2) Risco de contratação de energia

O portfólio de contratos de energia da Companhia consiste nos seguintes componentes: PROINFA; Contratos de Cotas de Garantia Física - CCGF, Cotas de Angra 1 e 2 e Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR's.

De acordo com o Decreto MME nº 5.163/2004, a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição deverá ser realizada através de licitação na modalidade de leilão, sendo que a duração desses contratos (CCEAR's) será estabelecida pelo próprio MME.

A legislação atual estabelece que as empresas de distribuição devem garantir o atendimento a 100% dos seus mercados de energia e prevê que a ANEEL deverá considerar, no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica, até 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento da distribuidora.

A estratégia para contratação de energia pela Companhia busca assegurar que o nível de contratação permaneça na faixa entre 100% e 105%, minimizando os custos com a compra de energia requerida para atendimento ao mercado cativo. Adotou-se, dessa forma, uma abordagem de gestão de risco na compra de energia focada na identificação, mensuração de volume, preços e período de suprimento, além da utilização de ferramentas de otimização para suporte na decisão de contratação de energia.

As incertezas do cenário macroeconômico e meteorológico impactam significativamente as projeções da carga para contratação. Porém, os modelos utilizados norteiam as contratações com níveis de riscos aceitáveis e no decorrer do tempo há a possibilidade de ajustes dos níveis contratuais.

Os principais fatores de incerteza na compra de energia estão relacionados à previsão da necessidade de aquisição de energia nova com antecedência de 3 a 7 anos em relação ao início do suprimento da energia elétrica adquirida e à expectativa de preços futuros. O não atendimento a 100% do mercado poderá ensejar a aplicação de penalidades por insuficiência de contratação e repasse não integral às tarifas dos custos de compra de energia no Mercado de Curto Prazo. As penalidades decorrentes do não atendimento à totalidade do mercado de energia elétrica dos agentes de distribuição não serão aplicáveis na hipótese de exposição contratual involuntária reconhecida pela ANEEL.

Adicionalmente, a ANEEL não repassará os custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, caso o nível de contratação seja superior a 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Na hipótese de sobrecontratação involuntária ser reconhecida pela ANEEL, haverá o repasse integral dos custos de compra de energia à tarifa mesmo em níveis de contratação acima de 105% em relação à carga anual de fornecimento.

Para mitigação dos riscos de sobre e subcontratação (exposição), há instrumentos previstos na regulamentação tais como (i) leilões de ajuste, (ii) MCSD (Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits) de energia nova e existente, (iii) acordos bilaterais de redução contratual, (iv) venda de energia temporária, (v) opção por redução dos CCEAR's de energia existente devido a migração de clientes ao mercado livre, acréscimos na aquisição de energia decorrentes de contratos celebrados antes da edição da Lei nº 10.848/2004 e outras variações de mercado, (vi) a venda de energia ao mercado livre em Leilão de Excedentes e (vii) o reconhecimento de sobrecontratação ou exposição involuntária.

Conforme disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 1009, de 22 de março de 2022, a eventual exposição ou sobrecontratação involuntária a qual as distribuidoras possam ser submetidas, por fatos alheios a sua vontade, poderá ser repassada às respectivas tarifas. Este repasse deverá ser concedido, desde que os agentes de distribuição utilizem de todos os mecanismos previstos na regulamentação para atendimento à obrigação de contratação da totalidade de seu mercado de energia elétrica.



Enel Distribuição Ceará

No caso da sobrecontratação voluntária acima do limite de repasse de 105%, a diferença entre a receita de venda da sobrecontratação no mercado de curto prazo e o custo de compra de energia é absorvida pela concessionária podendo resultar em risco ou oportunidade dependendo do cenário de preços de energia ao longo do ano.

Um fator que impacta consideravelmente o nível de contratação é a migração de consumidores atendidos por fontes alternativas ao mercado livre. O direito à redução de contratos de compra de energia em caso de migração dos consumidores atendidos por fontes alternativas ao mercado livre foi reconhecido a partir da Resolução nº 726/2016, após discussão na Audiência Pública nº 85/2013. Entretanto, a redução contratual só vale para contratos firmados em leilões de energia posteriores à publicação da Resolução, e, até o momento, a empresa não possui em seu portfólio contratos vigentes que permitam essa redução. Além disso, a crescente instalação de centrais de geração distribuída na área de concessão da companhia também tem contribuído bastante para a elevação dos níveis de contratação.

A sobrecontratação advinda da saída de consumidores para o mercado livre é involuntária e, portanto, deve ser integralmente repassada aos seus consumidores. De igual maneira, com base na Lei 14.300, de 06 de janeiro de 2022, a Companhia também entende que a sobrecontratação provocada pela instalação de centrais de geração distribuída também é involuntária, e repassada aos consumidores.

Adicionalmente, para reduzir o nível de sobrecontratação a Companhia celebrou acordos bilaterais nos termos da Resolução Normativa nº 1009 de 2022 e participou em quase todos os Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD de energia existente e de energia nova.

30. Compromissos

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo estão descritos como segue:

	2026	2027	2028	2029	Após 2029
Compra de energia	4.992.616	2.340.788	2.316.021	2.380.171	36.872.856

Estes contratos representam o volume total contratado pelo preço corrente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024 que foram homologados pela ANEEL.

31. Seguros

Os principais ativos em serviço da Companhia estão segurados por uma apólice de risco operacional e o seguro de responsabilidade civil que faz parte do programa de seguros corporativos do Grupo Enel Brasil.

As especificações por modalidade de risco, estão demonstradas a seguir:

Riscos	Data de vigência		Importância assegurada	Limite máximo de garantia sinistro
	De	Até		
Riscos operacionais	31/10/24	31/10/25	10.164.398	6.284.546
Responsabilidade civil geral	31/10/24	31/10/25	N/A	100.860
Responsabilidade civil administradores	10/11/24	10/11/25	N/A	86.382
Riscos ambientais	31/10/24	31/10/25	N/A	125.691

Riscos Operacionais: Estão cobertos as subestações, escritórios administrativos, lojas, almoxarifados, parques, subparques, máquinas e equipamentos, móveis e utensílios.

32. Informações complementares às demonstrações do fluxo de caixa

32.1 Principais transações que não impactaram caixa e equivalentes de caixa:

Não impacta caixa	31.12.2024	31.12.2023
Compensações de PIS e COFINS (ICMS)	(291.338)	(491.891)
Total	(291.338)	(491.891)

A Companhia classifica os juros pagos e recebidos como atividade operacional (juros de dívidas e aplicações financeiras, dentre outros), com exceção aos juros pagos que são capitalizados como parte do custo de construção da infraestrutura, os quais são classificados como desembolso de caixa, nas atividades de investimento (adições do ativo de contrato). A seguir é demonstrada a conciliação dos pagamentos de juros alocados por atividade nas demonstrações dos fluxos de caixa:

Pagamento de juros	31.12.2024	31.12.2023
Apresentados nas atividades operacionais	(411.081)	(403.094)
Apresentados nas atividades de investimento (juros capitalizados)	20	61
Total	(411.061)	(403.033)

32.2 Conciliação das atividades de financiamento:

Seguindo as orientações do CPC 03 (R2) parágrafo 44A, a Companhia deve divulgar informações que permitam aos usuários das demonstrações financeiras avaliar as alterações em passivos provenientes de atividades de financiamento, incluindo as alterações decorrentes dos fluxos de caixa e de não caixa.

O quadro a seguir, apresenta a conciliação das atividades de financiamento com as respectivas notas explicativas:

Efeito caixa	Nota	31.12.2024	31.12.2023
Atividades de financiamentos			
Captação de empréstimos e financiamentos	15	1.610.080	3.091.531
Pagamento de empréstimos e financiamentos (principal)	15	(462.772)	(1.684.401)
Pagamento de debêntures (principal)	16	(1.846.161)	(333.777)
Pagamento de arrendamento (principal)		(22.170)	(11.583)
Pagamento de instrumento financeiro derivativo (principal)		(15.972)	(220.172)
Pagamento de dividendos	22	(20.860)	(173.659)
Total		(757.855)	667.939

	31.12.2024	31.12.2023
Saldo inicial	93.296	191.983
Efeito não caixa		
Dividendos prescritos	(202)	(125)
Dividendo mínimo obrigatório	105.889	75.097
Efeito caixa		
Dividendos pagos	(20.860)	(173.659)
Saldo final	178.123	93.296

33. Eventos subsequentes

33.1 Incentivo fiscal – Sudene

Em 15 de janeiro de 2025, a Diretoria Colegiada da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste – SUDENE informou sobre a deliberação tomada de não aprovar o enquadramento do Projeto de Incentivo Fiscal de redução de 75% (setenta e cinco por cento) do imposto sobre a renda e adicionais não restituíveis, calculados com base no lucro da exploração, de que trata o artigo 1º da Medida Provisória no. 2.199-14, de 24 de agosto de 2001, submetido pela Companhia. O benefício fiscal continua vigente até o final do exercício fiscal que se encerrará em 31 de dezembro de 2025.

A Companhia avaliará os próximos passos a serem tomados e manterá os seus acionistas, investidores e o mercado em geral informados sobre quaisquer atualizações relevantes relativas ao tema objeto deste fato relevante.

33.2 Mútuo

Com a necessidade de capital de giro, em 20 de fevereiro de 2025 a Companhia captou novos mútuos junto a Enel Brasil S.A. e a Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A., conforme detalhado a seguir:

Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Data do vencimento	Taxa efetiva a.a. (%)	Tipo de amortização	Pagamento de juros	Finalidade	Garantia
Mútuo Coelce - Enel BR XXXVIII	50.377	20/02/2025	21/05/2025	CDI+0,36	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A
Mútuo Coelce - CDSA I	20.109	20/02/2025	01/04/2025	CDI+0,36	Bullet	Bullet	Capital de giro	N/A

Declaração dos Diretores da Companhia

Os diretores da Companhia Energética do Ceará ("Enel Distribuição Ceará" ou "Companhia") inscrita no CNPJ/MF Nº 07.047.251/0001 -70, com sede na Rua Padre Valdevino nº 150, Bairro Centro, Fortaleza - CE, nos termos e para fins das disposições constantes nos incisos V e VI do § 1º do artigo 25 da Instrução CM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, conforme alterada, DECLARAM que reviram, discutiram e concordam com as conclusões expressas no Relatório dos Auditores Independentes da Companhia, KPMG Auditores Independentes, bem como reviram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras da Companhia referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024.

Fortaleza, 26 de fevereiro de 2025.

José Nunes de Almeida Neto

Diretor-Presidente

Francesco Tutoli

Diretor de Administração, Finanças, Controle e Relação com Investidores

Alain Rosolino

Diretor de Pessoas e Organização

José Nunes de Almeida Neto

Diretor de Relações Institucionais

José Nunes de Almeida Neto

Diretor de Comunicação

Charles d' Capdeville

Diretor de Operações de Infra-Estrutura e Redes

Ana Claudia Gonçalves Rabello

Diretora Jurídica

Fernando Andrade

Diretor de Engenharia e Construção

Luiz Flavio Xavier de Sá

Diretor de Mercado

Anna Paula Hiotte Pacheco

Diretora de Regulação

Manifestação do Conselho de Administração**Companhia Energética do Ceará - Coelce**

Os membros do Conselho de Administração da Companhia Energética do Ceará - Coelce, aqui representados pelo Presidente do Conselho de Administração abaixo-assinado, procederam ao exame das Demonstrações Financeiras, referentes ao exercício social encerrado em 31/12/2024, compreendendo o Relatório da Administração, o Balanço Patrimonial, as Demonstrações de Resultado, das Mutações do Patrimônio Líquido, do Fluxo de Caixa, do Valor Adicionado, de Outros Resultados Abrangentes, complementadas pelas Notas Explicativas, bem como a proposta de destinação de lucro do exercício, acompanhados do relatório da auditoria externa, sem ressalvas, emitido pela KPMG Auditores Independentes S.S., e respectivos esclarecimentos prestados por seu representante, ao Conselho de Administração, propõem a submissão dos referidos documentos ora aprovados à Assembleia Geral Ordinária da Companhia.

Fortaleza, 26 de fevereiro de 2025.

Guilherme Gomes Lencastre

Presidente do Conselho de Administração

COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ - COELCE

COMPANHIA ABERTA
CNPJ/MF N.º 07.047.251/0001-70
NIRE Nº 23300007891

ATA DA REUNIÃO DO CONSELHO FISCAL**PARECER DO CONSELHO FISCAL**

O Conselho Fiscal da Companhia Energética do Ceará – Coelce, reunido nesta data, no uso de suas atribuições legais e em cumprimento às disposições estatutárias, declara que examinou o Relatório da Administração, as Demonstrações Financeiras, complementadas por notas explicativas e a Proposta da Administração de destinação do resultado e de distribuição do lucro líquido referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024 a serem submetidos à Assembleia Geral Ordinária, bem como a proposta de aumento de capital social, sem emissão de ações, por meio de capitalização parcial do saldo da Reserva de Reforço de Capital de Giro a ser submetida à Assembleia Geral Extraordinária.

Com base nos documentos examinados, nas análises levadas a efeito e nos esclarecimentos prestados por representantes da Companhia, e considerando as informações apresentadas pelo representante da KPMG Auditores Independentes sobre o relatório, sem ressalvas, emitido pelos auditores independentes, este Conselho Fiscal, por unanimidade de votos, manifesta seu entendimento de que os documentos acima mencionados refletem adequadamente a situação financeira e patrimonial da Companhia, em todos os aspectos relevantes, e opina favoravelmente à sua submissão à apreciação dos acionistas em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária.

Fortaleza, 26 de fevereiro de 2025.

Jorge Parente Frota Junior
Presidente do Conselho Fiscal

Antônio Cleber Uchoa Cunha
Conselheiro Fiscal

Marcos José Lopes
Conselheiro Fiscal